Ing. Agapito Mendoza Romero

PROTECCIÓN POR RELEVADORES A SISTEMAS DE POTENCIA

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

PROTECCIÓN POR RELEVADORES A SISTEMAS DE POTENCIA

Ing. Agapito Mendoza Romero

PROTECCIÓN POR RELEVADORES A SISTEMAS DE POTENCIA

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

Llega esta obra, a la comunidad estudiosa del
Instituto Politécnico Nacional, sin fines de lucro

Protección por Relevadores a Sistemas de Potencia
Ing. Agapito Mendoza Romero
D.R. © 1998 INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ISBN 968-7724 89-7
Primera Edición

Impreso en México

PRESENTACIÓN

La actividad editorial desarrollada por el Instituto Politécnico Nacional, está encaminada al cumplimiento de objetivos fundamentales, tales como: el abatimiento del costo de los textos de apoyo para los planes de estudio de diversas carreras y disciplinas que se cursan en la institución, y el estímulo al profesorado para que su esfuerzo en el campo de la investigación técnica y científica y su experiencia en la cátedra, se plasmen en volúmenes que circulen entre el mayor número de estudiantes, docentes e investigadores.

En este contexto, iniciamos la publicación de una nueva colección de libros institucionales de carácter académico y costo reducido, que ofrece a los jóvenes estudiantes de los niveles medio superior y superior un acceso más directo hacia el conocimiento forjado en el esfuerzo y la dedicación de los docentes e investigadores del propio Instituto.

Este material bibliográfico especializado, se nutre en parte de trabajos originales de nuestra planta de profesores, lo que reviste la mayor importancia puesto que además de contemplar de forma particular los

aspectos pedagógicos específicos que desarrollan en su práctica diaria, permite incentivarlos y demuestra que en México contamos con la suficiencia científico-técnica que nos permitirá impulsar el desarrollo del país.

Este programa editorial pretende abarcar gran parte de las materias que integran el conjunto de planes de estudio del Instituto y reflejar en sus publicaciones la unificación de esfuerzos y voluntades que, sin lugar a dudas, repercutirán en una entusiasta aceptación estudiantil. Además, se inserta en el espíritu que ha distinguido siempre al Politécnico, de realizar la encomiable tarea de llevar el conocimiento científico y tecnológico a los sectores mayoritarios de nuestro país.

En un periodo histórico como el que vivimos, esta tarea reviste suma importancia, ya que se hace en extremo urgente extender la ayuda institucional para que nuestros educandos encuentren los apoyos que les faciliten el continuar sus estudios profesionales, tan necesarios para el desarrollo de la nación.

Este proyecto editorial seguramente marcará un nuevo rumbo en el proyecto académico del Instituto Politécnico Nacional, e impactará en la educación tecnológica y en el desarrollo integral del México del siglo XXI.

Diódoro Guerra Rodríguez

P R E F A C I O

La necesidad de respaldar la materia de "Protección con Relevadores" para los alumnos de la carrera de ingeniería eléctrica con material didáctico de apoyo ha sido el motivo para realizar este trabajo que versa sobre los fundamentos de los equipos de protección y sobre las protecciones de cada una de las partes del sistema de potencia que mas se utilizan en el sistema eléctrico de potencia del país. Se han tomado referencias de varias publicaciones extranjeras que mas se apegan a las condiciones de nuestro sistema, procurando la sencillez, en lo posible, para que el alumno se interese en el tema.

I N D I C E

INTRODUCCION ---------- 1

CAPITULO I

1.- Generalidades sobre sistemas de potencia. ---------- 3

1.1. Funcionamiento. ---------- 3
1.2. Previsión de una falla eléctrica. ---------- 3
1.3. Reducción de los efectos de una falla eléctrica.------ 4
1.4. Protección por relevadores. ---------- 5
1.4.1. Criterios de diseño de la protección por relevadores. ---------- 6
1.4.2. Factores que afectan el funcionamiento de los relevadores. ---------- 8
1.4.3. Zonas de protección. ---------- 8
1.4.4. Protección primaria y protección de respaldo. - 10
1.4.5. Información necesaria para la aplicación de la protección con relevadores. ---------- 13
1.4.6. Elementos básicos que integran un sistema de protección. ---------- 15
1.4.7. Circuito de control de interruptores. -------- 19
1.4.8. Números y símbolos usados en diagramas eléctricos. ---------- 22

CAPITULO II

2.- Principios de operación de los relevadores de protección. 25

2.1. Unidades electromecánicas. ---------- 27
2.1.1. Unidades de atracción electromagnética. ---- 27
2.1.2. Unidades de inducción electromagnética. ---- 32

2.1.3. Unidades D'Arsonval. ---------- 38
2.1.4. Unidad térmica. ---------- 38

2.2. Redes de secuencia. ---------- 39
2.2.1. Redes de secuencia cero. ---------- 39
2.2.2. Redes de corriente de secuencia positiva. --- 41
2.2.3. Redes de corriente de secuencia negativa. --- 43
2.2.4. Redes de corriente de secuencia combinada. -- 44
2.2.5. Filtro de voltaje de secuencia positiva. ---- 47
2.2.6. Filtro de voltaje de secuencia negativa. ---- 49

2.3. Unidades de estado sólido. ---------- 51
2.3.1. Componentes semiconductores. ---------- 51
2.3.2. Unidades lógicas de estado sólido. --------- 57
2.3.3. Unidades lógicas principales. ---------- 61
2.3.4. Circuitos lógicos básicos. ---------- 66
2.3.5. Circuitos integrados. ---- ---------- 75

CAPITULO III

3.- Transformadores de corriente y potencial. ---------- 77
3.1. Transformadores de corriente. --- ---------- 77
3.1.1. Simbología y marcas de polaridad. ---------- 77
3.1.2. Circuito equivalente de un transformador de corriente. ---------- 78
3.1.3. Comportamiento de un transformador de corriente. ---------- 79
3.1.4. Clasificación de transformadores de corriente para protección. ---------- 80
3.1.5. Análisis del comportamiento de un transformador de corriente tipo boquilla, mediante la curva de excitación. ---------- 86
3.1.6. Conexiones de transformadores de corriente -- 89
3.2. Transformadores de potencial. ---------- 93
3.2.1. Relación de transformación. ---------- 93
3.2.2. Clases de precisión. ---------- 93
3.2.3. Límites de los factores de corrección de la relación (FCR). ---------- 95
3.2.4. Conexiones de transformadores de potencial. 95

CAPITULO IV

4.- Protección de transformadores y alimentadores. ------- 98
4.1. Relevadores diferenciales. ---------- 98
4.2. La protección diferencial aplicada a transformadores de potencia. ---------- 104
4.2.1. Reglas generales para la conexión de la protección diferencial. ---------- 106
4.2.2. Ejemplo de cálculo y conexiones de la protección diferencial. ---------- 109
4.2.3. Ejemplo de cálculo y conexiones de la protección diferencial para un banco de tres devanados. ---------- 114
4.3. Protección diferencial de autotransformadores. -- 123
4.4. Protección por medio de relevadores accionados con gas (Buchholz). ---------- 125
4.5. Protección de respaldo de transformadores. ------ 127
4.5.1. Esquema típico de protección para un transformador reductor. ---------- 127

CAPITULO V

5.- Protección de líneas de transmisión. ---------- 130
5.1. Protección primaria. ---------- 131
5.1.1. Protección diferencial con hilo piloto. --- 131
5.1.2. Protección por comparación de fase con onda portadora. ---------- 132
5.2. Protección de respaldo.. ---------- 162
5.2.1. Protección de distancia. ---------- 162
5.2.2. Protección de sobrecorriente. ---------- 196

CAPITULO VI

6.- Protección de barras colectoras. ---------- 225
6.1. Protección diferencial de barras colectoras con relevadores de sobrevoltaje. ---------- 226

6.2. Protección diferencial de barras colectoras con transformadores de corriente suma. ---------- 229

CAPITULO VII

7.- Protección de generadores. ---------- 234
7.1. Protección contra falla en los devanados. ------- 234
7.2. Protección de sobrecarga. ---------- 235
7.3. Protección contra sobrecalentamiento del estator -- 237
7.4. Protección de sobrevelocidad. ---------- 239
7.5. Protección contra falla o pérdida de campo. ------- 239
7.5.1. Protección contra fallas a tierra del campo del generador. ---------- 239
7.5.2. Protección contra la pérdida de campo.------ 240
7.6. Protección contra falla de la motorización del generador. ---------- 243
7.7. Protección contra operación con carga monofásica o carga desbalanceada. ---------- 245

BIBLIOGRAFIA. ---------- 246

PROTECCION DE SISTEMAS DE POTENCIA

INTRODUCCION.

Durante la operación y mantenimiento de un sistema de potencia, éste puede quedar abajo de los requisitos indispensables quedando finalmente fuera de servicio.

La continuidad del servicio es de suma importancia, y el número de interrupciones debe reducirse al mínimo. Estos objetivos se logran con los equipos de protección. Esto incluye transformadores de corriente (TC) y/o transformadores de potencial (TP), relevadores e interruptores. Los relevadores operan cuando las magnitudes tales como corrientes ó voltajes exceden o quedan abajo de niveles predeterminados. La operación del relevador a su vez opera un mecanismo (interruptor) el cual aisla el circuito.

Las corrientes que exceden los valores normales se designan como corrientes de cortocircuito y a los voltajes como sobrevoltajes. Las corrientes de cortocircuito y los sobrevoltajes se originan como resultado de fallas en el sistema. Esto significa que en un sistema que está funcionando normalmente, se desbalancea cuando ocurre una falla, ya que ésta cambia la impedancia del sistema. Una falla puede ocurrir en un componente del sistema tal como el devanado de un transformador, cuya resistencia dieléctrica puede haber fallado debido al envejecimiento.

La posibilidad de conectar o desconectar un circuito en un sistema interconectado durante fluctuaciones de carga es común. Tales operaciones pueden efectuarse por azar en un instante cuando la onda de corriente o voltaje está cerca del valor máximo de su ciclo.

Esto generalmente da como resultado el desarrollo de sobrevoltajes. Un cortocircuito entre dos o más fases es posible en un generador dando lugar a altas corrientes anormales en los devanados del alternador, causando el sobrecalentamiento de la máquina. Las magnitudes y características de las corrientes de cortocircuito son completamente diferentes de las que se tienen en condiciones balan-

ceadas.

Los relevadores e interruptores operan cuando ocurren fallas. La magnitud de las corrientes de cortocircuito dependen de la impedancia del sistema hasta el punto de falla, por lo tanto para un diseño apropiado y para seleccionar un interruptor, es esencial conocer el valor de la corriente de cortocircuito con la que va a operar el interruptor. Los cálculos de las corrientes de falla requieren de un conocimiento cuantitativo de todas las fuentes de generación y las impedancias que intervienen para limitar la co - rriente. En la mayoría de los casos, las impedancias que limitan la corriente de falla son principalmente reactancias tales como generadores, transformadores, reactores y líneas. Si se desea una protección adecuada para un sistema de potencia, debe consi - derarse también el tamaño del sistema, para determinar las corrientes de cortocircuito y poder seleccionar la capacidad de ruptura adecuada de los interruptores. La capacidad de ruptura debe ser- lo suficientemente alta para interrumpir la máxima corriente de cortocircuito que el sistema de potencia pueda hacer circular.

El análisis de un sistema desbalanceado se hace mejor por el método de las componentes simétricas. La esencia de este método se basa en el hecho de que una red trifásica desbalanceada puede ser reemplazada por un conjunto equivalente de tres sistemas balanceados llamados: secuencia de fases positiva, secuencia de fases negativa y secuencia de fases cero.

La utilidad principal de este método es que, el sistema se descompone en estas tres redes de secuencia y solamente se manejan las secuencias que se corresponden por ejemplo: la caída de voltaje de secuencia positiva se obtiene por el producto de una corriente de secuencia positiva y una impedancia de secuencia positiva. El resultado se sintetiza sumando vectorialmente estas componentes para obtener las cantidades de fase. El método de las componentes simétricas es tratado ampliamente en textos sobre análisis de sistemas de potencia por lo que sólo se menciona brevemente, pero sin olvidar que es una herramienta necesaria en la aplicación de la protección con relevadores.

CAPITULO I

I.- GENERALIDADES SOBRE SISTEMAS DE POTENCIA Y SUS PROTECCIONES.

En un sistema eléctrico de potencia deben cuidarse los siguientes aspectos:

1.1 Funcionamiento normal
1.2 Previsión de una falla eléctrica
1.3 Reducción de los efectos de una falla eléctrica
1.4 Protección con relevadores

1.1 FUNCIONAMIENTO NORMAL

Se refiere a los requisitos mínimos para la alimentación de la carga existente y una cierta cantidad de carga futura anticipada. Algunos de los aspectos que deben considerarse son:

a) Selección de la planta (hidroeléctrica, térmica, etc.)
b) Localización de las estaciones generadoras.
c) Transmisión de la potencia a la carga.
d) Estudio de las características de la carga y la planeación para su crecimiento futuro.
e) Medición.
f) Regulación de la tensión y de la frecuencia.
g) Operación del sistema.
g) Mantenimiento.

1.2 PREVISION DE UNA FALLA ELECTRICA

Las fallas en el equipo eléctrico originan pérdidas, por tal motivo debe haber equipo adicional para disminuir el daño al equipo y las interrupciones del servicio debido a fallas.

Algunas de las características de diseño y funcionamiento que

tienen por objeto prevenir una falla eléctrica son:

a) Provisión del aislamiento adecuado.
b) Coordinación de la resistencia de aislamiento con las capacidades de los pararrayos.
c) Uso de hilos de guarda y baja resistencia a tierra de las torres.
d) Resistencia mecánica de diseño para reducir la exposición y para disminuir la probabilidad de falla originada por -- pájaros, animales en general, polvo, granizo, etc.
e) Operación y práctica de mantenimiento apropiados.

1.3 REDUCCION DE LOS EFECTOS DE UNA FALLA ELECTRICA

A continuación se mencionan las características de un sistema de potencia que reducen los efectos de una falla eléctrica.

a) Características que reducen los efectos inmediatos de una falla:

1. Diseño para limitar la magnitud de la corriente de cortocircuito.
   - Evitando concentraciones muy grandes de capacidad de generación.
   - Utilizando impedancia limitadora de corriente.
2. Diseño para soportar los esfuerzos mecánicos y calentamientos debido a corrientes de cortocircuito.
3. Dispositivos de baja tensión con acción retardada en interruptores para evitar la caída de la carga durante disminuciones de tensión momentáneas.
4. Neutralizadores de fallas a tierra (bobinas Peterson).

b) Características para desconexión rápida de los elementos defectuosos:

1. Circuitos paralelos.
2. Capacidad de reserva de generadores y transformadores.
3. Recierre automático.

d) Características presentes en todo el período, desde la iniciación de la falla hasta que se elimina, para mantener la tensión y la estabilidad:

1. Regulación automática de la tensión.
2. Características de estabilidad de los generadores.

e) Medios para observar la eficacia de las características anteriores:

1. Oscilógrafos automáticos.
2. Observación humana eficiente y registro de datos (observación de aparatos como ampérmetros, anotar que relevadores operaron, alarmas, etc.).

f) Inspecciones frecuentes a medida que cambia el sistema o adiciones que se hagan para estar seguros de que las características anteriores son aún adecuadas.

1.4 PROTECCION POR RELEVADORES

La protección por relevadores es una de las diversas características del diseño de un sistema, relacionado con la disminución del daño al equipo y con las interrupciones al servicio cuando ocurren las fallas eléctricas. Dentro de límites económicos un sistema eléctrico de potencia debe diseñarse de tal manera que pueda estar adecuadamente protegido.

La función de la protección por relevadores es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia, cuando éste sufre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal, que pueda origi-

nar daño, o interfiera de otra manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

Las protecciones actuan sobre interruptores, que son los que desconectan el elemento defectuoso del sistema cuando reciben la señal de protección. Los interruptores están localizados de tal manera que cada uno de los elementos (generador, transformador, línea de transmisión, etc.) pueda desconectarse por completo del resto del sistema.

Los interruptores deben tener la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente la máxima corriente de cortocircuito , que puede fluir a través de ellos e interrumpir dicha corriente.

1.4.1 CRITERIOS DE DISEÑO DE LA PROTECCION POR RELEVADORES

Los criterios de aplicación de la protección por relevadores dividen el sistema de potencia en varias zonas, cada una con su propio grupo de relevadores. Son cinco los criterios que se aplican normalmente en los diseños de sistemas de protección:

a) Confiabilidad. Habilidad de la protección o conjunto de protecciones para operar correctamente cuando se requiere y evitar operaciones indebidas.

Los sistemas de protección deben funcionar correctamente bajo condiciones adversas del sistema y del medio que lo rodea. Deben operar en respuesta a disturbios en su área asignada o bloquear correctamente si el disturbio ocurre fuera de su área.

b) Velocidad. Librar la falla en el tiempo mínimo requerido y el menor daño al equipo.

c) Selectividad. Lograr máxima continuidad de servicio y mínima desconexión de circuitos.

d) Simplicidad. Mínimo equipo y mínimo alambrado.

e) Economía. Máxima protección al mínimo costo.

Los relevadores de alta velocidad ofrecen mayor continuidad del servicio reduciendo los daños producidos por disturbios y daños al personal.

Estos relevadores generalmente tienen un alto costo inicial que no siempre se justifica, por consiguiente, se usan tanto relevadores de baja como de alta velocidad para proteger los sistemas de potencia ya que ambos tipos son de alta confiabilidad.

Al igual que todas las partes de un sistema de potencia, la protección por relevadores se evalúa sobre la base de su contribución al mejor servicio a los consumidores, dentro de lo económicamente posible. La contribución de la protección por relevadores es ayudar al sistema de potencia y funcionar con mayor eficiencia y efectividad posible frente a una falla. Esto lo realiza la protección, en la forma siguiente:

1. Disminuyendo el daño al ocurrir una falla, reduciendo: El costo de la reparación, la posibilidad de que la falla pueda extenderse e involucrar otro equipo, el tiempo que el equipo está fuera de servicio.
2. Reduciendo la cantidad de equipo de reserva:

Con el restablecimiento oportuno del - servicio, disminuyendo la probabilidad- de otra falla, antes que la primera sea reparada.

3. Permitiendo el uso más completo de la - capacidad del sistema: Los relevadores de alta velocidad libran las fallas en- tiempos muy cortos, evitando la pérdida de sincronismo del sistema de potencia.

1.4.2 FACTORES QUE AFECTAN EL FUNCIONAMIENTO DE LOS RELEVADORES.

La operación de los relevadores se clasifica generalmente como: (1) Correcta, (2) Sin conclusión, (3) Incorrecta.

La operación incorrecta puede ser falla en el disparo o disparo indebido. La causa de la operación incorrecta puede ser: - aplicación incorrecta, ajustes indebidos, error del personal, - falla del equipo. El equipo que puede causar una operación incorrecta, incluye transformadores de corriente (TC), transformadores de potencial (TP), interruptores, cables, alambrado, - relevadores, canales y banco de baterías.

El disparo incorrecto de interruptores no asociados al área de disturbio, es tan grave como la falla en el disparo, por tal - motivo, debe tenerse especial cuidado en la aplicación e instalación para asegurarse contra la posibilidad de disparos incorrectos.

1.4.3 ZONAS DE PROTECCION

La filosofía general de aplicación de la protección por rele - vadores, es dividir el sistema de potencia en zonas de protección que puedan ser adecuadamente protegidas, desconectando un mínimo de circuitos.

La figura 1.1 muestra un sistema de potencia dividido en zonas

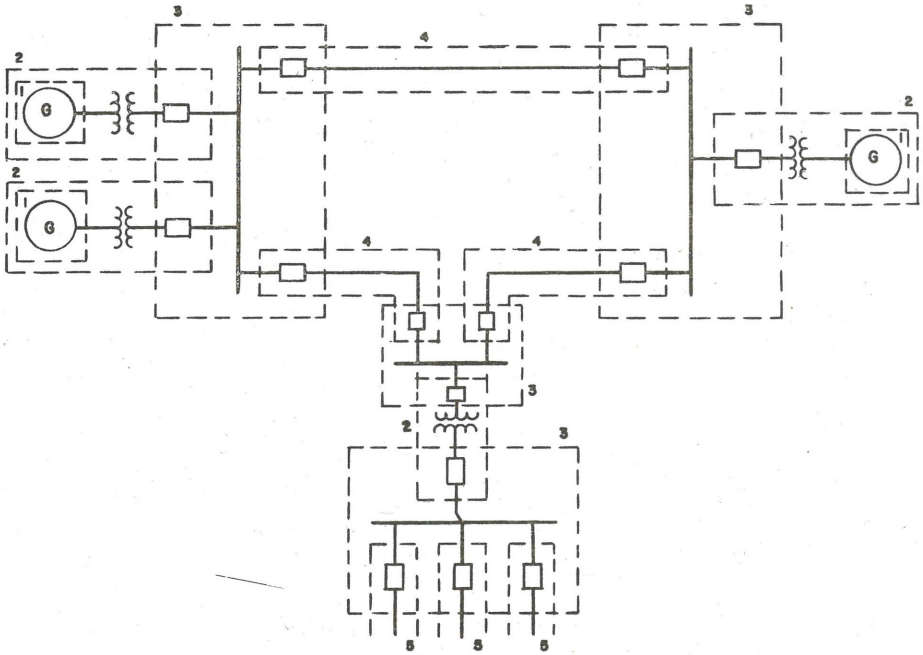


Fig. 1.1.- Sistema de potencia indicando las zonas de protección.

de proteccion para cada una de las partes que lo conforman:

1. Generadores
2. Transformadores
3. Barras colectoras
4. Líneas de transmisión
5. Alimentadores

El propósito de estas zonas de protección es proveer la primera línea de defensa o protección primaria y tiene como objetivo librar el elemento dañado del sistema en el menor tiempo posible, siguiendo los lineamientos mencionados en los criterios de diseño. La protección primaria en alguna ocasión puede fallar o estar fuera de servicio por mantenimiento, por tal motivo es necesario una protección de respaldo que dispare los interruptores adyacentes o zonas que rodean el área de disturbio.

Las zonas de protección (de la protección primaria) están traslapadas para evitar la posibilidad de areas sin protección El traslape se logra conectando los relevadores a los transformadores de corriente como se muestra en la figura 1.2. Cualquier disturbio en la pequeña área entre los transformadores de corriente se detecta por la protección de ambas zonas y dispara todos los interruptores de las dos zonas.

1.4.4 PROTECCION PRIMARIA Y PROTECCION DE RESPALDO.

Es obvio que la confiabilidad es esencial en un sistema de protección, sin embargo son muchos los factores que pueden afectarla además existe la posibilidad de que el interruptor falle. Por estas razones es usual disponer de zonas de protección primaria y de respaldo para asegurar el libramiento de una falla en cualquier situación.

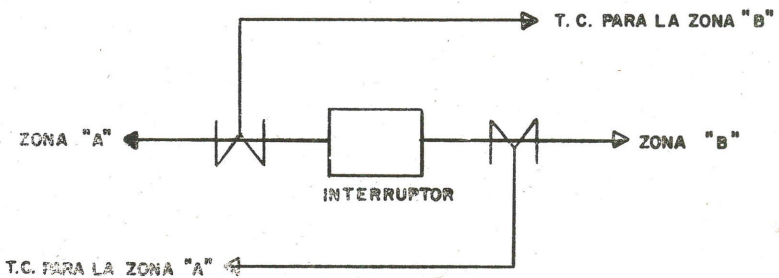


Fig. 1.2.- Zonas de protección traslapadas.

La protección primaria es la primera en actuar cuando ocurre una falla, librándola en el menor tiempo posible y abriendo únicamente los interruptores del circuito con falla.

La protección de respaldo es generalmente mas lenta que la protección primaria. Esta protección deberá operar cuando la protección primaria no opere, en este caso actúa como respaldo local. También deberá operar cuando no abra el interruptor de un circuito con falla en una subestación remota en ese caso actúa como protección de respaldo remota.

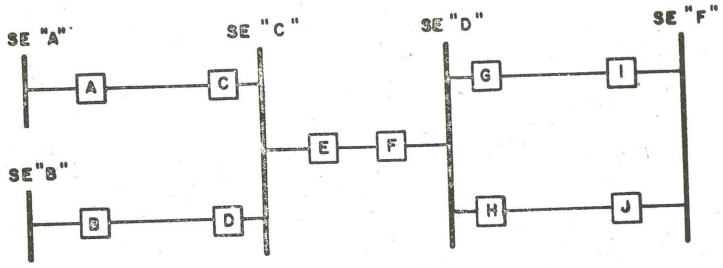


Fig.- 1.3.- Diagrama unifilar que muestra varias líneas de transmisión que forman parte de un sistema.

Considérese como ejemplo el esquema mostrado en la Fig. 1.3 - Si ocurre una falla en la línea EF, debe operar su protección primaria abriendo los interruptores E y F. Si la protección primaria falla por alguna causa (por falta de alimentación de corriente o voltaje a los relevadores, falta de corriente directa en el circuito de disparo, falla en el propio relevador) deben operar las protecciones de respaldo local abriendo los interruptores E y F respectivamente. Si falla el interruptor E deben operar las protecciones de respaldo remoto en A y B, abriendo los interruptores A y B respectivamente. En el caso de que sea F el interruptor que falle deben operar con respaldo remoto los interruptores I y J.

Si la falla ocurre en las barras colectoras de la SE.C, debe operar la protección primaria desconectando los interruptores C, D y E, en caso de que dicha protección no opere, deben operar con protección de disparo remoto los interruptores A, B y F, para librar la falla.

Otra función de la protección de respaldo es actuar como protección primaria, cuando la protección primaria está fuera de servicio por mantenimiento o reparación.

1.4.5 INFORMACION NECESARIA PARA LA APLICACION DE LA PROTECCION POR RELEVADORES.

a) Configuración del sistema.

La configuración del sistema se representa por un diagrama unifilar mostrando el área del sistema involucrado en el problema de protección. Este diagrama debe mostrar la localización de los interruptores, los arreglos de las barras, la localización, capacidad y conexiones de los transformadores de potencia.

b) Sistema de protección existente.

Debe esbozarse un esquema del equipo de protección existente y las razones por que se desea el cambio. Las dificultades con el equipo actual son una guía importante para seleccionar el nuevo equipo.

Siempre que sea posible, los cambios que se hagan en un sistema de protección deben estar de acuerdo con las prácticas y procedimientos existentes, de lo contrario tienden a aumentar el riesgo de error del personal, afectando la operación eficiente del sistema.

c) Grado de protección requerida.

Para determinar el grado de protección requerida, debe elaborarse un esquema del tipo de protección que va a ser considerado, junto con las condiciones del sistema o las prácticas y procedimientos de operación que afectarán la elección final. Estos datos darán respuesta a preguntas como por ejemplo si es de hilo piloto, de alta velocidad, mediana o baja velocidad, la protección requerida, si se necesita el disparo simultáneo de todos los interruptores de una línea de transmisión, si se requiere recierre instantáneo.

d) Estudio de cortocircuito.

En casi todos los casos de aplicación de relevadores es necesario un estudio de cortocircuito adecuado. Deben incluirse en el estudio fallas trifásicas, fallas de línea a tierra y fallas de línea con una terminal desconectada. Estos resultados se obtienen fácilmente mediante el estudio de cortocircuito y son muy útiles para resolver problemas de protección.

e) Datos de los circuitos involucrados.

Para la aplicación correcta de las protecciones se requieren datos de cargas máximas, conexión; relación y localización de cada uno de los transformadores de corriente y de potencial. Las cargas máximas deben ser congruentes con los

datos de cortocircuito y basadas en las mismas condiciones del sistema. Deben conocerse también las impedancias de líneas y transformadores.

Aunque no se necesitan todos los datos anteriores en cada aplicación, es conveniente tenerlos y recurrir a ellos en caso necesario.

1.4.6 ELEMENTOS BASICOS QUE INTEGRAN UN SISTEMA DE PROTECCION.

En la Fig. 1.4 se muestran los tres elementos básicos de un sistema de protección, que son: Transformadores de corriente y/o de potencial, relevadores e interruptores.

a) Transformadores de corriente (T.C.).

La función de los transformadores de corriente es por una parte aislar a los relevadores de la alta tensión y por otra parte reducir la corriente, para poder utilizar un relevador de dimensiones reducidas.

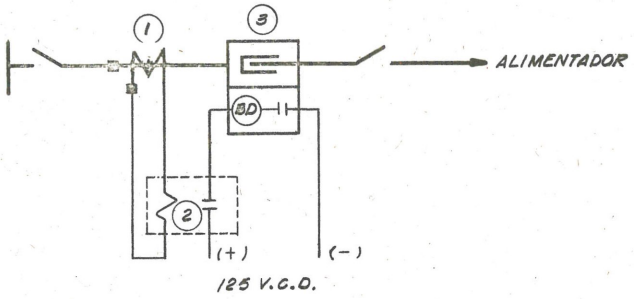
b) Transformadores de potencial (T.P.)

Los transformadores de potencial tienen como función reducir el voltaje nominal de alta tensión a un voltaje secundario de 120 volts entre fases generalmente y alimentar con este valor a los relevadores que lo requieran.

c) Relevadores.

La función de los relevadores es detectar fallas cuando éstas ocurran en la zona que protegen, es decir, son los elementos sensores. En su forma más sencilla un relevador se puede representar por una bobina y un contacto; la bobina recibe la señal de corriente o de potencial del sistema y el contacto, en caso de falla, envía señal de disparo al interruptor correspondiente.

La mayoría de los relevadores de protección se suministran dentro de cajas rectangulares, las cuales se montan permanentemente en los tableros que se encuentran en el salón de-



1.- TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
2.- RELEVADOR
3.- INTERRUPTOR
B.D. BOBINA DE DISPARO

Fig. 1.4.- Diagrama básico que muestra los elementos que forman parte de un sistema de protección.

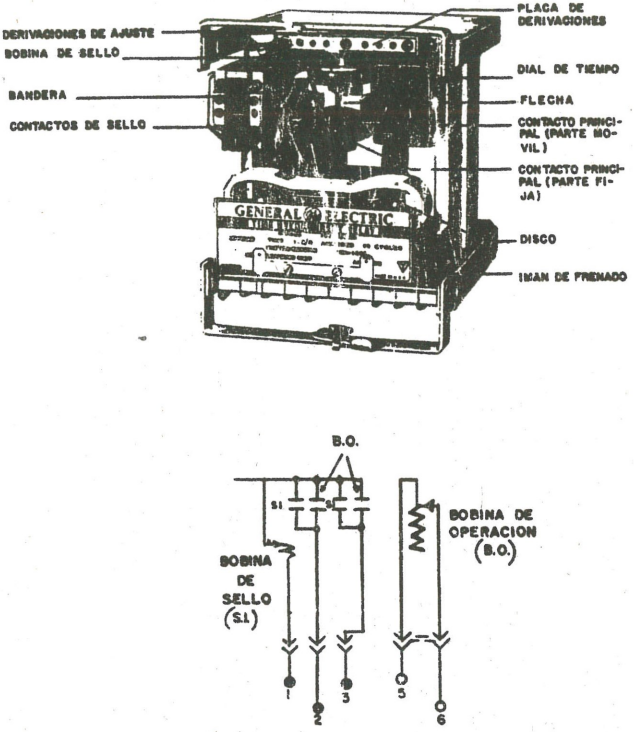
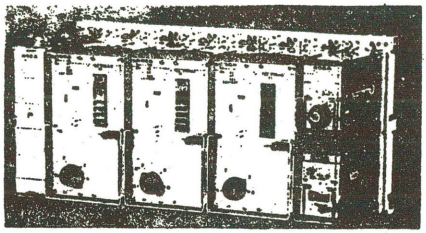


Fig. 1.5.- Relevador de protección típico y diagrama de alambrado interno



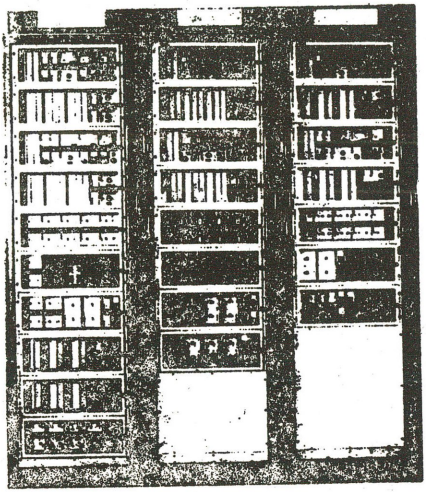


Fig. 1.6.- Relevadores de estado sólido tipo modular y su gabinete

tableros de la subestación. El chasis del relevador se desliza hacia adentro de la caja para ponerse en servicio y puede tambien ser removido para efectuar pruebas y en general para dar mantenimiento.

Las cajas disponen en la parte posterior de bornes de conexión los cuales se encuentran permanentemente alambrados a las fuentes de corriente y potencial y al circuito de control. La fig. 1.5 muestra un relevador de protección típico para tablero y su diagrama de alambrado interno, este relevador es de tipo electromecánico pero también se tienen en esta misma presentación varios tipos de relevadores de estado sólido, aunque la tendencia actual es de fabricar estos últimos en módulos que se instalan en gabinetes, como se ilustra en la figura 1.6.

d) Interruptores.

Los interruptores son los elementos que ejecutan la desición del relevador. cuando un relevador detecta una falla, cierra su contacto energizando la bobina de disparo del interruptor asociado, el cual al abrir desenergiza el circuito de alta tensión librando la falla. Ademas al quedar aislado el circuito, el resto del sistema continúa en operación normal.

1.4.7 CIRCUITO DE CONTROL DE INTERRUPTORES.

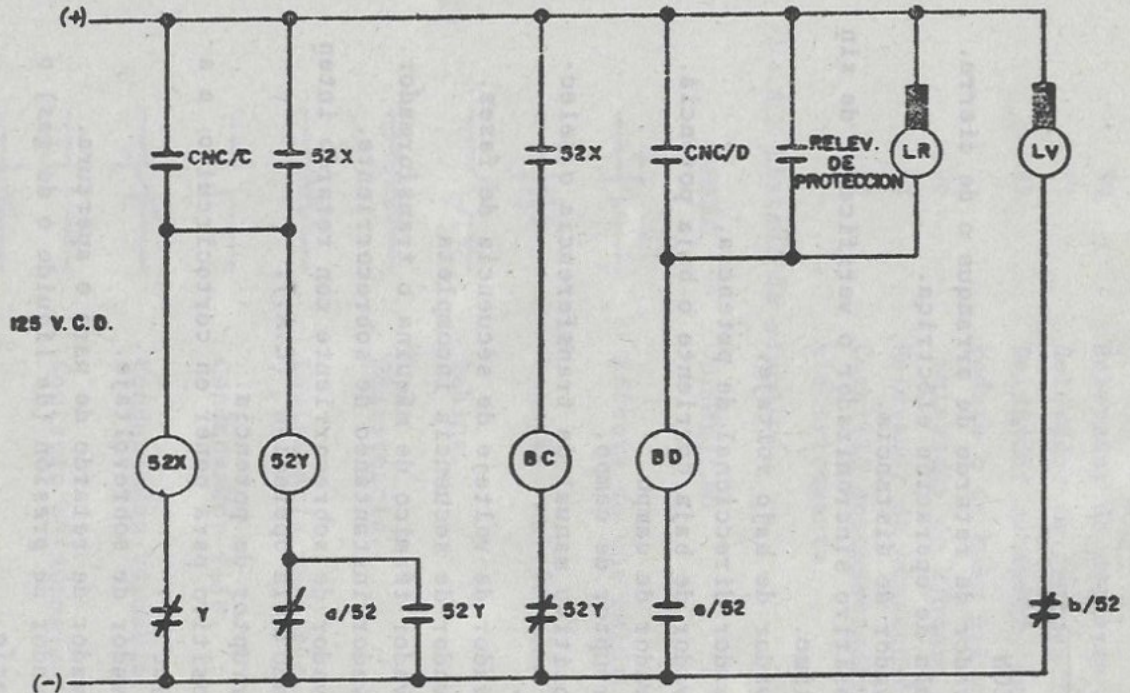
En la fig.1.7 se muestra un diagrama típico de control de un interruptor de potencia. En este diagrama los contactos de disparo de las protecciones se muestran en forma abreviada con un solo contacto. El circuito de control se alimenta con corriente directa (C.D.) de la batería del servicio de estación ya que en condiciones de falla no se dispondrá de una fuente de corriente alterna (C.A.) que dependa directamente del sistema de potencia.

Como señalización para saber en que posición se encuentra el interruptor, se dispone de una lámpara roja (LR) que nos indica si el interruptor está cerrado y una lámpara verde para indicar que se encuentra abierto.

El interruptor de potencia dispone para su control y señalización, de contactos auxiliares "a" y "b", los cuales son accionados por el mecanismo de operación del interruptor. Los contactos "a" se encuentran en la misma posición que los contactos principales del interruptor y los contactos "b" en la posición contraria, es decir, si el interruptor se encuentra cerrado, los contactos "a" estarán cerrados y los "b" abiertos y si el interruptor está abierto, los contactos "a" estarán abiertos y los "b" cerrados.

Circuito de cierre.- Para cerrar el interruptor, se acciona inicialmente el conmutador de control (CNC) cerran- el contacto "c" para energizar la bobina auxiliar de cierre 52x la cual se sella con un contacto propio y con otro contacto energiza la bobina de cierre (B.C.). Al terminar el ciclo de cierre, se cierra el contacto aa/52 de fin de carrera, energizando la bobina antibombeo 52y que interrumpe el circuito de la bobina 52x y la bobina de cierre (B.C.). En esta posición el contacto auxiliar a/52 se encuentra cerrado dejando preparado el circuito de disparo y la lámpara roja encendida indicando que el interruptor se encuentra cerrado.

Circuito de disparo.- Para abrir el interruptor se acciona el conmutador de control (CNC) cerrando el contacto "d". Se puede abrir tambien energizando el circuito de disparo por la operación de cualquiera de los relevadores de protección del circuito al que corresponde el interruptor Al terminar el ciclo de disparo el contacto a/52 se abre desenergizando el circuito, simultáneamente el contacto b/52 se cierra y enciende la lámpara verde, indicando que el interruptor está abierto.



SIMBOLOS:

CNC.- Conmutador de control: (C)cierre,(D) Disparo.
52.- Interruptor de potencia: (BC) Bobina de cierre; (BD) Bobina de disparo; (X) Bobina auxiliar de cierre; (Y) Bobina auxiliar antibombeo.
LR .- Lámpara indicadora roja
LV .- Lámpara indicadora verde

Fig. 1.7.- Diagrama Típico de control de un interruptor de potencia.

1.4.8 NUMEROS Y SIMBOLOS USADOS EN DIAGRAMAS ELECTRICOS.

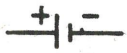
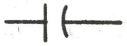
A continuación se enlistan los números y símbolos normalizados de los dispositivos más usuales en esquemas de protección.

1.4.8.1 Listado de números.

NUMERO	FUNCION
2	Relevador de retardo de arranque o de cierre.
20	Válvula de operación eléctrica.
21	Relevador de distancia.
25	Dispositivo sincronizador o verificador de sincronismo.
27	Relevador de bajo voltaje.
32	Relevador direccional de potencia.
37	Relevador de baja corriente o baja potencia.
40	Relevador de campo.
41	Interruptor de campo.
43	Dispositivo manual de transferencia o selección.
47	Relevador de voltaje de secuencia de fases.
48	Relevador de secuencia incompleta.
49	Relevador térmico de máquina o transformador.
50	Relevador instantáneo de sobrecorriente.
51	Relevador de sobrecorriente con retardo intencionado en la operación (C.A.).
52	Interruptor de potencia.
57	Dispositivo para poner en cortocircuito o a tierra.
59	Relevador de sobrevoltaje.
62	Relevador de retardo de paro o apertura.
63	Relevador de presión (de líquido o de gas) o de vacío.
64	Relevador para protección de fallas a tierra que no se conecta a través de transformadores de corriente.
65	Regulador de velocidad.

67	Relevador direccional de sobrecorriente (C.A.)
68	Relevador de bloqueo.
72	Interruptor de C.D.
74	Relevador de alarma.
79	Relevador de recierre de C.A.
81	Relevador de frecuencia.
85	Relevador receptor de un sistema de onda portadora o de hilo piloto.
86	Relevador de bloqueo sostenido.
87	Relevador de protección diferencial.
89	Cuchilla desconectadora de línea, accionada eléctricamente.

1.4.8.2 Listado de símbolos.

SIMBOLO	DISPOSITIVO
	Batería de una celda.
	Batería multicelda.
	Bobina.
	Resistencia.
	Resistencia variable.
	Condensador fijo.
	Condensador variable.
	Contacto "a" (normalmente abierto).
	Contacto "b" (normalmente cerrado).
	Cruce con conexión.
	Cruce sin conexión.

Fusible.

Interruptor termomagnético.

Interruptor termomagnético enchufable.

Interruptor de potencia.

Lámpara indicadora.

CAPITULO II

2.- PRINCIPIOS DE OPERACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION.

Los relevadores de protección para sistemas de potencia, están formados por una o más unidades de decisión o detectores de fallas, además de los circuitos lógicos y unidades auxiliares que necesiten. Debido a que varios de estos detectores de fallas se usan en diferentes relevadores, son llamadas unidades básicas. Las unidades básicas se clasifican en tres categorías: Unidades electromecánicas, Redes de Secuencia y Unidades de Estado Sólido.

2.1.- UNIDADES ELECTROMECANICAS

2.1.1.- Unidades de Atracción Electromagnética

a- Unidades tipo solenoide
b- Unidades tipo atracción de armadura
c- Unidades polares

2.1.2.- Unidades de Inducción Electromagnética

a- Unidades de disco de inducción
b- Unidades de cilindro de inducción

2.1.3.- Unidades D'Arsonval

2.1.4.- Unidades térmicas

2.2.- REDES DE SECUENCIA

1.- Redes de Secuencia Cero
2.- Redes de Corriente de Secuencia positiva
3.- Redes de corriente de secuencia negativa
4.- Redes de corriente de secuencia combinada
5.- Redes de voltaje de secuencia positiva
6.- Redes de voltaje de secuencia negativa

2.3 UNIDADES DE ESTADO SOLIDO

2.3.1.- Componentes Semiconductores

1.- Diodo
2.- Diodo Zener
3.- Diodo de 4 capas
4.- Diodo Túnel
5.- Varistores, Termistores, Sensistores
6.- Transistores
7.- Tiristores
8.- Transistores Monojuntura (unijuntura)

2.3.2.- Unidades lógicas de Estado Sólido

1.- Principios básicos
2.- Representación de una unidad lógica

2.3.3.- Unidades Lógicas Principales

a) Unidad "Y" (AND)
b) Unidad "O" (OR)
c) Unidad "NO" (NOT)
d) Unidad "N" (INVERSOR)
e) Unidades temporizadoras

2.3.4.- Circuitos Lógicos Básicos

1.- Unidades de procesamiento de datos y detectores de fallas.
2.- Unidades amplificadoras.
3.- Unidades auxiliares.

2.3.5.- Circuitos Integrados.

2.1 UNIDADES ELECTROMECANICAS

Básicamente son cuatro tipos de unidades electromecánicas que se utilizan ampliamente en diferentes tipos de relevadores: atracción electromagnética, inducción electromagnética, unidades D'Arsonval y unidades térmicas.

2.1.1 Unidades de atracción electromagnética

a) Tipo solenoide - Funcionan por el movimiento de un émbolo que es atraído dentro de una bobina (con una estructura magnética externa) cuando la corriente o voltaje - que se le aplica excede el valor mínimo de operación. - La fuerza (F) necesaria para mover el émbolo es proporcional al cuadrado de la corriente (I) en la bobina.

$$F = K_1 I^2 - K_2 \qquad (2.1)$$

donde: K_1 = constante de conversión
K_2 = fuerza de restricción ejercida por el peso del émbolo

Estas unidades pueden ser accionadas por magnitudes de corriente alterna (C.A.) o corriente directa (C.D.), el tiempo de operación varía entre 5 y 50 milisegundos, dependiendo de la magnitud de la corriente o voltaje aplicado a la bobina (no tienen retardo intencional en la - operación).

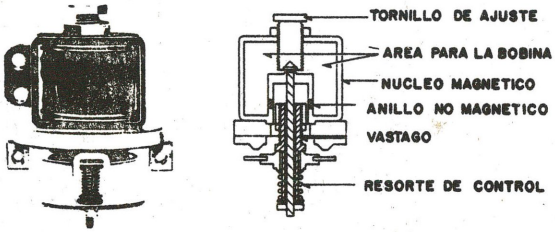


Fig. 2.1.- Unidad tipo solenoide.

b) Tipo atracción de armadura

En la Fig. 2.2 se muestran dos unidades del tipo atracción de armadura. La armadura está colgada por un extremo y sostenida por un resorte por el otro. Cuando se energiza la bobina y se rebasa el valor mínimo de operación, la armadura se mueve hacia el núcleo magnético, abriendo o cerrando sus contactos con un par proporcional al cuadrado de la corriente que circula por la bobina. Estos relevadores se usan generalmente como relevadores auxiliares. Los tiempos de operación varían de 2 a 4 milisegundos. La Fig. 2.2 a muestra una unidad comunmente usada como sello de los contactos principales del relevador de protección y la Fig. 2.2 b muestra una unidad que se usa como multiplicador de contactos.

En estos relevadores, al igual que en los de tipo solenoide, la fuerza de atracción de la armadura es proporcional al cuadrado de la corriente de operación y pueden operar con magnitudes de C.D. o C.A. Los relevadores que son operados con C.A. llevan además un dispositivo adicional para reducir las vibraciones producidas por la magnitud de operación que varía senoidalmente.

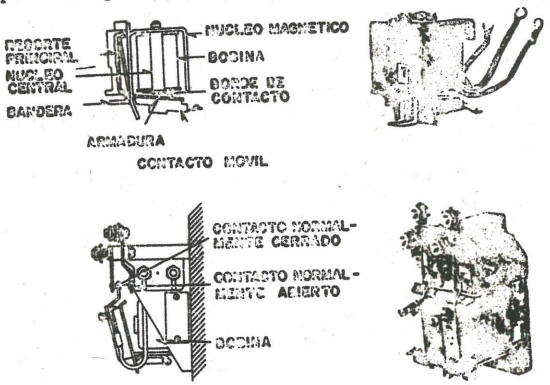


Fig. 2.2.- Unidad tipo atracción de armadura.

Para una mejor explicación del uso de la unidad de atracción de armadura como bobina de sello, se ilustra en la Fig. 2.3, un circuito de disparo donde aparecen los contactos principales del relevador de protección, que - - energizan la bobina de disparo del interruptor de potencia. Una vez que se establece el flujo de corriente en el circuito de disparo, se energiza la bobina de sello cerrando sus contactos para asegurar el disparo y proteger los contactos principales contra el deterioro debido a falsos contactos.

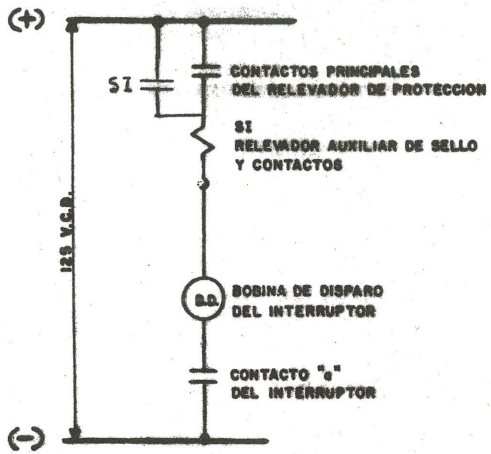


Fig. 2.3.- Circuito de disparo de un interruptor de potencia.

c) Unidad polar - Opera con corriente directa aplicada a - una bobina devanada alrededor de una armadura que se encuentra en el centro de una estructura magnética. Un - imán permanente que atraviesa la estructura, polariza los polos de la armadura, como se muestra en la Fig. - 2.4. Dos entrehierros localizados en la parte posterior

de la estructura magnética, se puentean con dos tornillos magnéticos ajustables. Este arreglo permite que el circuito del flujo magnético se ajuste para calibrar el extremo flexible de la armadura (parte anterior) con los entrehierros balanceados.

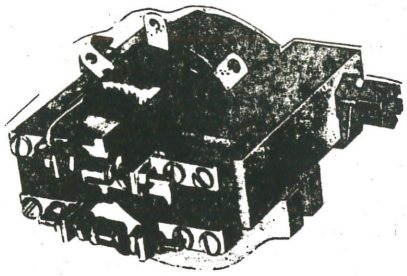
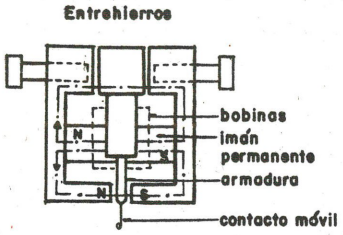


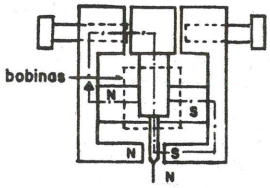
Fig. 2.4.- Unidad polar.

La Fig. 2.5a, muestra el circuito del flujo magnético con los entrehierros balanceados. En estas condiciones la armadura flota en el centro (estando la bobina desenergizada). La bobina está devanada de manera que su eje magnético queda en linea con la armadura y en ángulo recto con el eje del imán permanente. La corriente en la bobina magnetíza la armadura creando un polo norte y un polo sur, dependiendo del sentido de la corriente. Si se crea un polo norte en la armadura, como se muestra en la Fig.2.5b, ésta se moverá a la derecha operando el relevador. Algunas unidades usan dos bobinas, una de operación y otra de restricción, esta última tiende a mantener los contactos en su posición inicial.

Estas unidades polares operan en circuitos de corriente alterna a través de puentes rectificadores de onda completa. Son muy sensibles, de alta velocidad y bajo consumo de energía.



a).-Entrehierros balanceados.



b).- Entrehierros desbalanceados.

Fig. 2.5.- Unidad polar.

2.1.2 Unidades de inducción electromagnética

a) Unidades de disco de inducción

Las unidades de disco de inducción se utilizan ampliamente para propósitos de protección con relevadores actuados con magnitudes de C.A. Un relevador de este tipo es un motor de inducción. La fuerza actuante o par de operación se desarrolla en un elemento móvil (disco de material no magnético conductor de la corriente eléctrica), por la interacción de los flujos magnéticos con las corrientes parásitas que inducen en el disco los mismos flujos. En la Fig. 2.6 se muestra una estructura llamada de polo sombreado, el otro tipo de estructura utilizada es el tipo watthorímetro, mostrado en la Fig. 2.7

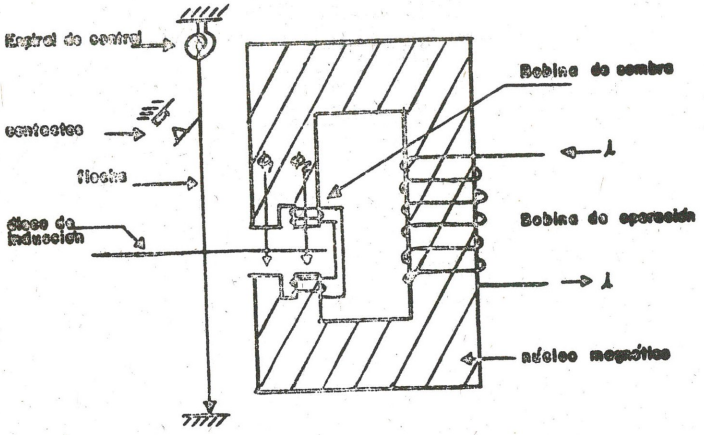


Fig. 2.6.- Unidad de disco de inducción tipo polo sombreado.

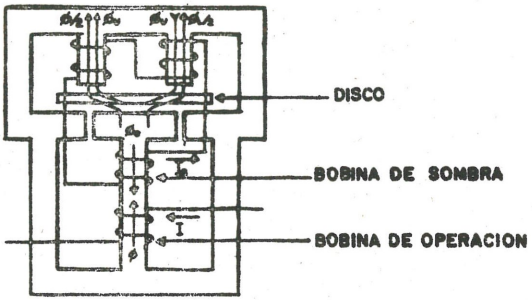


Fig. 2.7.- Unidad de disco de inducción de estructura tipo watthorímetro.

La bobina de operación produce el flujo principal ϕ_1, pero debido a la necesidad de dos flujos variables defasados entre sí para la producción del par motor, se genera otro flujo ϕ_2 mediante una bobina en corto circuito (bobina o anillo de sombra). El par motor que hace girar al disco puede expresarse como:

$$T \propto \phi_1 \, \phi_2 \, \text{Sen}\,\theta \qquad (2.2)$$

donde: θ = ángulo de fase entre ϕ_1 y ϕ_2

El ángulo θ es constante y depende de las características de la bobina de sombra y en general del diseño del relevador; por lo tanto el Senθ no varía, el par es constante y siempre en el mismo sentido.

La ecuación del par puede escribirse en función de la corriente de operación:

$$T = K_1 I^2 - K_2 \qquad (2.3)$$

donde:
- T = par de operación
- I = corriente de operación
- K_1 = constante de conversión
- K_2 = par de restricción producido por la espiral de control

Estas unidades llevan un resorte en espiral en la flecha del disco, que conduce la corriente al contacto móvil. Esta espiral junto con la forma del disco y el diseño - del electroimán, dan una corriente mínima de operación constante. Un imán permanente ajustable sirve para frenar el disco y en combinación con el dial de separación de contactos ajustar la característica de tiempo de operación.

b) Unidad de cilindro de inducción

La operación de ésta unidad también llamada copa de inducción, es similar al de un motor de inducción de polos salientes. La Fig. 2.8 muestra la unidad básica de cilindro de inducción, tiene un núcleo interno de acero - en el centro de un electroimán cuadrado, con un cilin-- dro de aluminio delgado (rotor) que gira en el entrehierro. El movimiento del rotor está limitado por diseño a unos cuantos grados por el contacto por un lado y por el otro por un retén. Un resorte en espiral sirve para restablecer la unidad.

El par de operación está dado en función de las cantidades de operación y el seno del ángulo entre sus respectivos flujos:

$$T = K_1 I_1 I_2 \operatorname{Sen}\theta - K_2 \qquad (2.4)$$

donde: K_1 = constante de diseño

I_1 e I_2 = corrientes a través de las bobinas

θ = ángulo de fase entre los flujos producidos por I_1 e I_2

K_2 = par de restricción producido por el resorte de control

Analizando la ecuación 2.4, se observa que el par máximo ocurre cuando θ es igual a 90°($\operatorname{Sen}\theta = 1$); sin embargo,

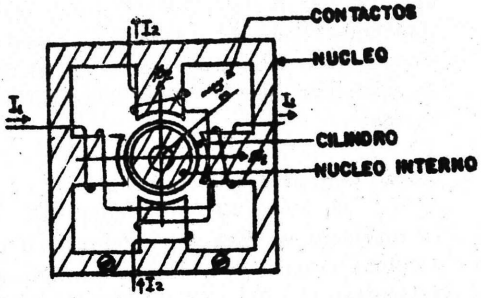


Fig. 2.8.- Unidad de inducción de rotor cilíndrico.

generalmente es deseable que el par máximo ocurra a un valor de Θ diferente de 90°. Para lograr este objetivo, una de las bobinas puede conectarse en paralelo con una resistencia o un condensador. El par máximo se seguirá teniendo cuando las corrientes en las bobinas estén defasadas 90°, pero con relación a las corrientes suministradas por las fuentes actuantes, el par máximo se obtiene a un ángulo diferente de 90°. La Fig. 2.9 muestra las relaciones vectoriales para un relevador que lleva una resistencia en paralelo con la bobina que recibe la corriente I_1.

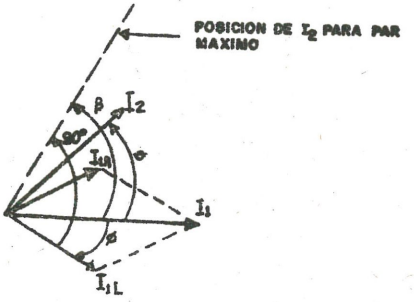


Fig. 2.9 Diagrama vectorial para una unidad de cilindro de inducción alimentada con dos fuentes de corriente.

En estas condiciones el flujo en la bobina 1 lo produce la componente I_{1L}, que está atrasada un ángulo ϕ respecto a I_1. La ecuación del par puede ahora escribirse como:

$$T = K_1 I_1 I_2 \text{ Sen } (\Theta - \phi) - K_2 \qquad (2.5)$$

2.1.3 Unidad D'Arsonval

La unidad D'Arsonval mostrada en la Fig. 2.9 está formada por una estructura magnética que lleva en su interior un - imán permanente de forma cilíndrica de dos polos. Una bobina móvil en el entrehierro, energizada con corriente directa reacciona con el flujo del entrehierro, creando un - par giratorio. La unidad D'Arsonval opera con muy bajo -- nivel de energía, como las obtenidas de derivadores, puentes o corriente alterna rectificada.

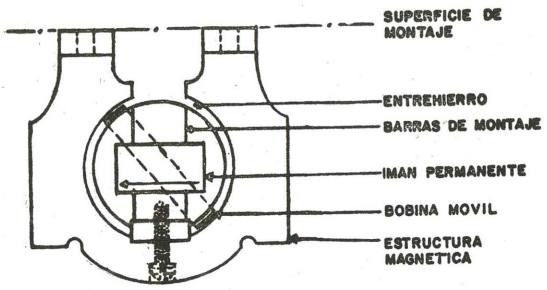


Fig. 2.10.- unidad tipo D'Arsonval.

2.1.4 Unidad Térmica

La unidad térmica consta de tiras bimetálicas que tienen un extremo fijo y el otro libre. A medida que la temperatura cambia, la diferencia de coeficientes de expansión térmica de los dos metales provoca el movimiento del extremo libre del bimetal, operando un contacto del relevador asociado.

2.2 REDES DE SECUENCIA.

Las redes que se alimentan con corriente o voltaje trifásico pueden dar una salida monofásica proporcional a las componentes de secuencia positiva, negativa o cero. Estas redes, también conocidas como filtros de secuencia, se usan ampliamente como detectores de falla.

2.2.1.- Redes de secuencia cero

En una red de corriente de secuencia cero, se conectan en paralelo los secundarios de tres transformadores de corriente por los que circulan ia, ib e ic de un sistema trifásico, para dar 3io (ver fig. 2.11).

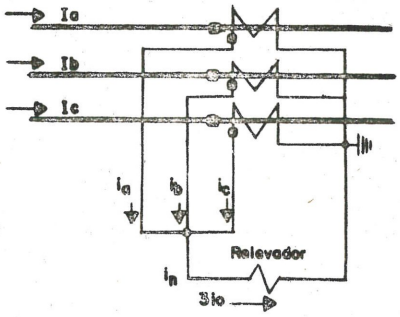
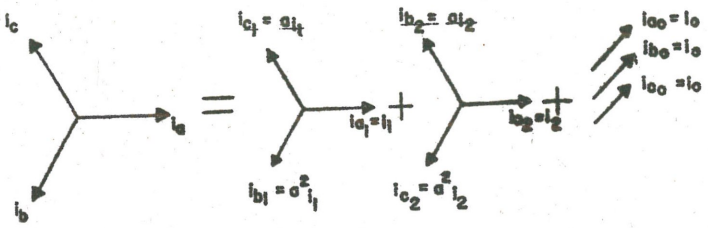


Fig. 2.11.- Filtro de corriente de secuencia cero.

Expresando las corrientes de fase en sus componentes simétricas, se tiene:

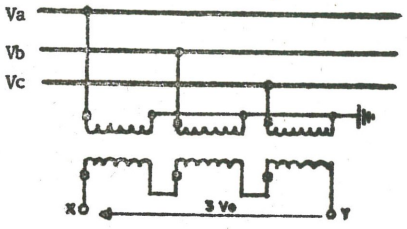


$$
\begin{aligned}
i_a &= i_1 + i_2 + i_0 \\
i_b &= a^2 i_1 + a\, i_2 + i_0 \\
i_c &= a\, i_1 + a\, i_2 + i_0 \\
\hline
i_a + i_b + i_c &= 0 + 0 + 3i_0
\end{aligned}
$$

Se concluye que la corriente que circula por el relevador es igual a:

$$i_a + i_b + i_c = i_n = 3i_0$$

En forma similar si se conectan en serie las secundarias de tres transformadores de potencial cuyos devanados primarios están conectados en estrella y aterrizados en un - sistema de voltaje trifásico, se tendrá una salida de 3Vo. (Fig. 2.12)



$$Va = V1 + V2 + Vo$$
$$Vb = a^2V1 + aV2 + Vo$$
$$Vc = a\,V1 + a^2V2 + Vo$$

$$Vxy = Va + Vb + Vc = 3Vo$$

$$Va + Vb + Vc = 0 + 0 + 3Vo$$

Fig. 2.12.- Filtro de voltaje de secuencia cero.

2.2.2.- Red de corriente de secuencia positiva.

Este filtro está formado básicamente por un reactor de - tres devanados que tiene una reactancia mutua Xm y una - resistencia R como se muestra en la fig. 2.13. .

Para probar que este filtro es de secuencia positiva, es necesario expresar el voltaje de salida en términos de las cantidades de secuencia. Considerando las terminales de - salida de Vf en circuito abierto.

$$Vf = vpq + Vqn = j\frac{R}{\sqrt{3}}(Ib) - j\frac{R}{\sqrt{3}}(Ic) + \frac{2R}{3}(Ia) - \frac{1}{3}R(Ib + Ic)$$

$$Vf = j\frac{R}{\sqrt{3}}(Ib - Ic) + \frac{R}{3}(2Ia - Ib - Ic) \text{ ------(2.6)}$$

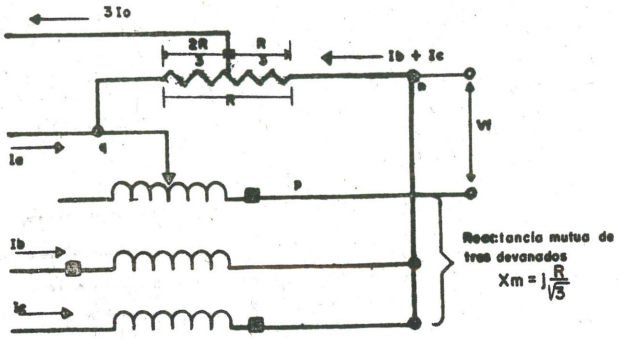


Fig. 2. 13.- Filtro de corriente de secuencia positiva.

La ecuación (2.6) puede escribirse en función de las corrientes de secuencia.

$$Ia = Ia_1 + Ia_2 + Ia_0 \quad \text{----------} \quad (2.7)$$

$$Ib = Ib_1 + Ib_2 + Ib_0 \quad \text{----------} \quad (2.8)$$

$$Ic = Ic_1 + Ic_2 + Ic_0 \quad \text{----------} \quad (2.9)$$

$$Ib\text{-}Ic = (a^2 + a)Ia_1 + (a + a^2)Ia_2 + 2Ia_0$$

$$= Ia_1 - Ia_2 + 2Ia_0$$

Substituyendo en la ecuación (2.6):

$$Vf = j\frac{R}{3} (-j3Ia_1 + j3Ia_2) + \frac{R}{3} (2Ia_1 + 2Ia_2 + 2Ia_0 +$$

$$Ia_1 + Ia_2 + 2Ia_0)$$

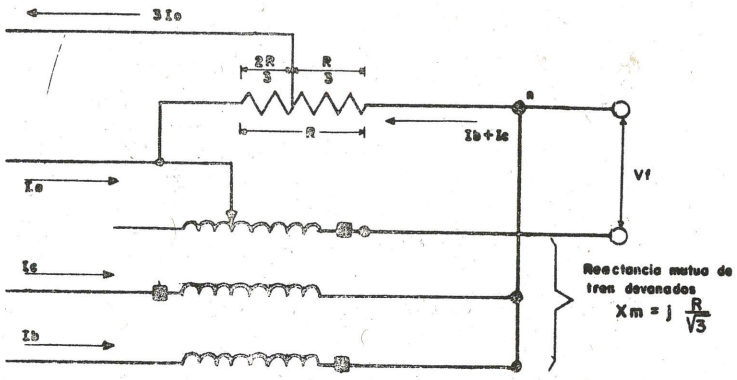
$$Vf = RIa_1 - RIa_2 + RIa_1 + RIa_2$$

$$Vf = 2RIa_1 \quad \text{----------} \quad (2.10)$$

El teorema de thevenin establece que una red puede ser - reemplazada por el voltaje de salida en circuito abierto y la impedancia equivalente de la red. Es claro que la - carga del circuito que recibe la señal de voltaje alterá- rá la magnitud del mismo pero no a la característica, es decir, el voltaje de salida seguirá siendo función de las corrientes de secuencia positiva únicamente.

2.2.3.-Red de corriente de secuencia negativa.

Siguiendo el mismo procedimiento que en el inciso 2.2 se- demuestra que con este arreglo se obtiene un filtro de se- cuencia negativa (Fig. 2.14).



ig. 2.14.- Filtro de corriente de secuencia negativa.

$$Vf = Vpq + Vqn = \frac{jR}{\sqrt{3}}(Ic - Ib) + \frac{2R}{3} Ia - \frac{1}{3} R(Ib + Ic) \quad -- (2.11)$$

$$Ic - Ib = (a-a^2)Ia_1 + (a^2 - a) Ia_2 = j\sqrt{3} Ia_1 - j\sqrt{3} Ia_2$$

$$Vf = J\frac{R}{\sqrt{3}}(j\sqrt{3} Ia_1 - j\sqrt{3} Ia_2) + RIa_1 + RIa_2$$

$$Vf = - RIa_1 + RIa_2 + RIa_1 + RIa_2$$

$$Vf = 2 R Ia_2 \quad \text{---------- (2.12)}$$

2.2.4 Red de corriente de secuencia combinada.

El filtro mas usado es el filtro de secuencia combinada, -- ya que en diferentes relevadores se usa para transformar la señal trifásica en una señal monofásica que contenga las - componentes de secuencia positiva, negativa y cero, de manera que cualquier condición de falla se refleja en el voltaje de salida. (Fig. 2.15).

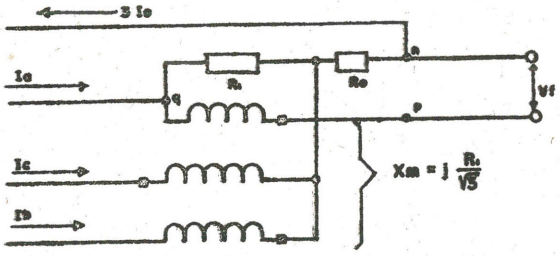


Fig. 2.15.- Filtro de corriente de secuencia combinada.

$$Vf = Vpq + Vqn = -X_m (Ic-Ib) + R_1 Ia + Ro(3Io) \quad \text{--------} \quad (2.13)$$

$$Vf = jxm(j\sqrt{3} Ia_1 - j\sqrt{3} Ia_2) + R_1(Ia_1 + Ia_2 + Io) + 3RoIo$$

$$Vf = - Xm\sqrt{3} Ia_1 + \sqrt{3} XmIa_2 + R_1 Ia_1 + R_1 Ia_2 + R_1 Io + 3RoIo$$

$$Vf = (R_1 - \sqrt{3} Xm) Ia_1 + (R_1 + \sqrt{3} Xm) Ia_2 + (R_1 + 3Ro) Io \quad -- (2.14)$$

Otro filtro de corriente de secuencia combinada es el transformador suma muy utilizado en los relevadores de fabricación europea (Fig.2. 16)

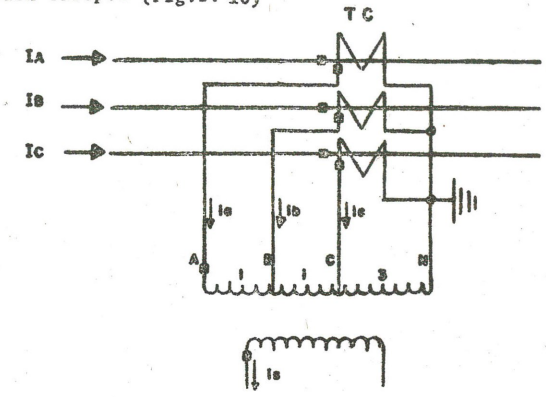


Fig. 2.1 6.- Transformador suma.

El transformador suma mostrado en la fig. (2.16) tiene en el devanado primario una relación de 1:1:3 y convierte la corriente trifásica en una corriente monofásica de aproximadamente 100 mA (en algunos diseños) cuando se tiene la corriente nominal de los T.C.

La corriente secundaria en función de las corrientes de fase es igual a:

$$is = 5ia + 4ib + 3ic \qquad \text{---------- (2.15)}$$

En función de sus componentes simétricos:

$$is = 5\,(i_1 + i_2 + io) + 4\,(a^2 i_1 + a i_2 + io) + 3\,(a i_1 + a^2 i_2 + io)$$
$$is = (2 + a^2)\, i_1 + (2 + a)\, i_2 + 12\, io \quad \text{----- (2.16)}$$

El transformador suma es un transformador de corriente auxiliar que tiene una sensibilidad diferente para cada tipo de falla, ya que la cantidad de amper-vueltas efectivos del primario varía con el tipo de falla. Por ejemplo, para una

falla entre las fases A y B los amper-vueltas efectivos en el primario del transformador suma, son:

$$\Sigma Ni = 1(-ib) = 1(ia)$$
$$\Sigma Ni = 1i$$

cuando la falla es entre las fases A y C:

$$\Sigma Ni = 2(-ic) = 2(ia)$$

$$\Sigma Ni = 2i$$

Si la falla es trifásica:

$$\Sigma Ni = 1(ia)-1(ic) = i\angle 0° - i\angle 120°$$

$$\Sigma Ni = \sqrt{3}i$$

Si la sensibilidad del esquema es tal que, con una falla entre las fases a y b se requiere el 100% de la corriente nominal para la operación, entonces, para una falla entre las fases A y C se requiere el 50% de la corriente nominal. Esto se debe a que entre A y C hay el doble de espiras que entre A y B, por lo tanto se requiere la mitad de la corriente. Los amper-vueltas trifásicos incluyen las espiras A-C pero hay un defasamiento entre A-B y B-C de 60°. Esto hace que las espiras efectivas sean igual a $\sqrt{3}$ y por lo tanto para una falla trifásica se requiere $1/\sqrt{3} = 0.577i$ ó el 57.7% de la corriente nominal.

La lista completa de mínimos de operación es:

CORTOCIRCUITO	ESPIRAS	CORRIENTE DE OPERACION
A-B, B-C	1	100% i_n
A-C	2	50% i_n
A-N	5	20% i_n
B-N	4	25% i_n
C-N	3	33.3% i_n
A-B-C	$\sqrt{3}$	57.7% i_n

2.2.5 Filtro de voltaje de secuencia positiva

Esta red de secuencia da un voltaje de salida proporcional al voltaje de secuencia positiva. Puesto que está conectado en - delta, no hay respuesta al voltaje de secuencia cero.

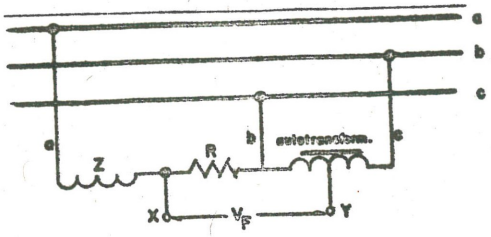
Por diseño el ángulo de Z + R es igual a 60°. La impedancia Z + R queda conectada a través del voltaje Vab y el autotransformador a través del voltaje Vbc.

Con voltaje de secuencia positiva solamente, la corriente Iab_1 a través de Z + R atrasa el voltaje Vab_1, con 60°(ver Fig. 2.-17).

La caída de voltaje Vxb1 a través del autotransformador hasta el tap "y", está en fase con el voltaje Vbc a través de todo el transformador.

El tap "y" se elige de manera que $|Vxb_1| = |Vby_1|$

La salida del filtro Vxy = VF es la suma fasorial de estos - voltajes. Si se aplican al filtro, voltajes de secuencia negativa solamente, Vxb_2 (ver Fig. 2.17a y b), es igual y opuesto a Vby_2, es decir, Vxy = VF = 0. Por lo tanto se tendrá un filtro de secuencia positiva.



Angulo de Z + R = 60°

Angulo de Z = 82°

Fig.2.17.- Filtro de voltaje de secuencia positiva.

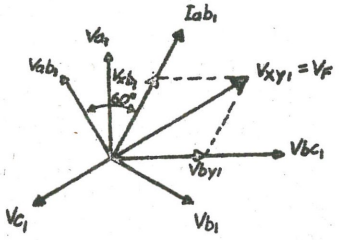


Fig.2.17a.- Diagrama vectorial del filtro de secuencia positiva cuando se le aplican voltajes de secuencia positiva.

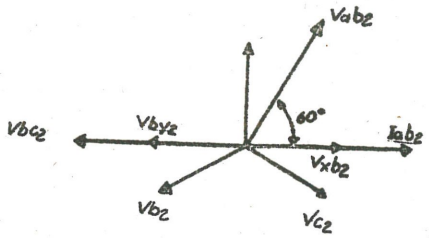


Fig. 2.17b.- Diagrama vectorial del filtro de secuencia positiva cuando se le aplican voltajes de secuencia negativa.

2.2.6 Filtro de Voltaje de Secuencia Negativa

Este filtro se obtiene con la misma red usada en el filtro de secuencia positiva, cambiando las conexiones de las fases B - por las de la C. Haciendo el mismo análisis que en el caso anterior, se concluye que el voltaje de salida es proporcional a la componente de secuencia negativa.

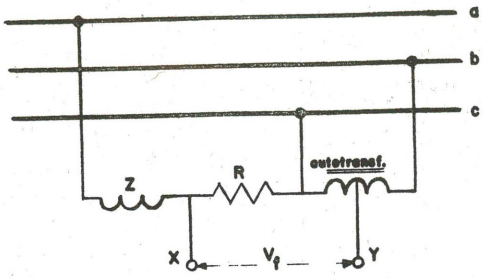


Fig.2.18.- Filtro de voltaje de secuencia negativa

2.3 UNIDADES DE ESTADO SOLIDO

2.3.1 Componentes Semiconductores

Los relevadores de estado sólido usan componentes de baja - potencia: diodos, transistores, thiristores; asociados con resistores y capacitores.

Con estos componentes se diseñan unidades lógicas que se -- usan en muchos relevadores. Antes de describir las unidades lógicas se hará una breve descripción de los componentes semiconductores y sus características (ver Fig. 2.19)

Los relevadores utilizan componentes de silicio casi esclusivamente, debido a su estabilidad dentro de un amplio rango de temperatura.

2.3.1.1 Diodo

El diodo es una unión P-N de dos terminales, mostrado en la Fig. 2.19 a. Si aplicamos un voltaje con el positivo de la fuente a la terminal "P" del diodo y el negativo de la fuente sobre la terminal "N", los electrones libres del material "N" fluirán a través de la unión, siempre que el voltaje -- aplicado sea mayor que el valor mínimo de "Potencial de Conducción".

Para los diodos comunes el voltaje de umbral o voltaje mínimo de conducción es aproximadamente 0.7 volts. A medida que los electrones atraviesan las uniones, los huecos o ausen-- cia de electrones, se desplazan para restablecer la corrien- - te If. Los electrones removidos del material N los repone la fuente de C.D.

Cuando la polaridad de la fuente se invierte, el flujo de - electrones libres en el material N y los huecos en el material P se alejan de la unión. Al agotarse los portadores, resulta una corriente muy pequeña y se tiene la caracterís-

tica de bloqueo del diodo.

A medida que se aumenta el voltaje inverso, se alcanza un punto crítico, el "voltaje de pico inverso" (PIV), en donde la corriente inversa empieza a crecer en forma significativa. Arriba del PIV, la corriente crece rápidamente y la unión se daña.

Para voltajes directos sostenidos o voltajes inversos mayores que el PIV deben usarse impedancias externas para limitar la corriente a valores que estén dentro del rango del diodo.

2.3.1.2 Diodo Zener

El diodo zener (Fig. 2.19b) difiere del diodo descrito anteriormente, en que tiene el voltaje de ruptura inverso repetible llamado "voltaje zener". Si la corriente queda limitada dentro de valores de su rango, la unión restablece sus características de no conducción, cuando el voltaje cae abajo del valor del voltaje zener. Por estas razones, los diodos zener se usan para protección contra transitorios y en general como reguladores de voltaje. Cuando los transitorios son oscilatorios o con picos positivos y negativos, el zener doble mostrado en la figura 2.19 c) generalmente, dá un efecto de supresor de transitorios (zener cliper). Las características de estos diodos esencialmente son las mismas en un sentido y en otro.

2.3.1.3 Diodo de cuatro capas.

El diodo de cuatro capas se usa para obtener pulsos de una fuente de C.D., este diodo se muestra en la figura 2.19 d, también se muestra la curva característica con polarización directa. La corriente I, es pequeña hasta que el voltaje alcanza el voltaje de umbral Vs, al cual el diodo conduce. Posteriormente el diodo continúa con circulación de corriente con un voltaje V considerablemente reducido.

2.3.1.4 Diodo tunel

El diodo tunel mostrado en la Fig. 2.19 e conduce corriente a bajo voltaje, alcanzando un valor de pico Ip a un voltaje Vp. A voltajes mas altos, la corriente disminuye a un mínimo Iv con un voltaje Vv, luego aumenta nuevamente al voltaje Vpp.

2.3.1.5 Varistores, termistores, sensistores.

Las características de los varistores se muestran en la Fig. 2.19 f, y las de los resistores sensibles a la temperatura en las Fig. 2.19 g y 2.19 h respectivamente.

2.3.1.6 Transistor

El transistor consta de tres materiales semiconductores, -- acoplados con dos uniones, mostrado en la Fig. 2.20.

Los dos tipos de transistores, NPN y PNP, esencialmente tienen las mismas características. La diferencia está en la - polarización del voltaje de C. D. y el flujo de las corrientes, las cuales fluyen en sentidos opuestos.

En relevadores de protección, el transistor se usa principalmente como un (interruptor). Para esta función, cambia del estado de no conducción al estado de conducción o viceversa por la corriente de base, Ib. El transistor no conduce cuando la corriente de base es igual a cero (Ib = 0) o aproximadamente cero. Cuando Ib aumenta a un valor positivo, el -- transistor conduce y fluyen las corrientes Ic e Ie como se observa en las Fig. 2.20 y 2.21. La corriente de emisor Ie es la suma de Ib e Ic. Valores pequeños de Ib pueden controlar valores muy grandes de Ic e Ie (Fig. 2.21).

2.3.1.7 Tiristor

La fig. 2.22 muestra un tiristor el cual es un diodo con un tercer electrodo, la compuerta. El tiristor se conoce como

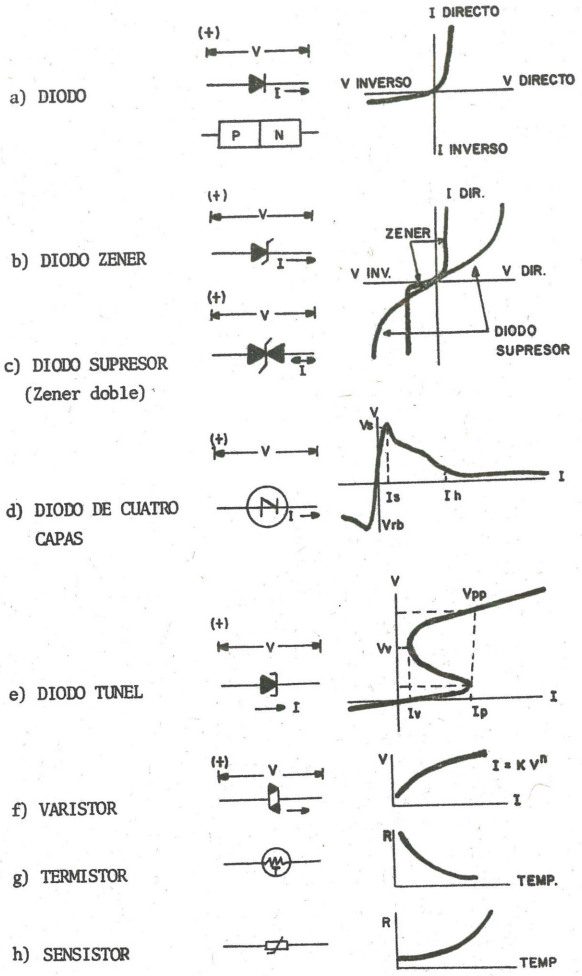


Fig. 2.19.- Elementos semiconductores y sus características.

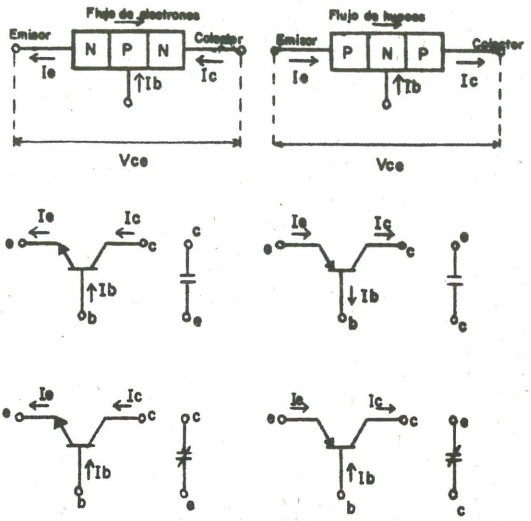


Fig. 2.20.- Símbolos de transistores y su equivalente electromecanico.

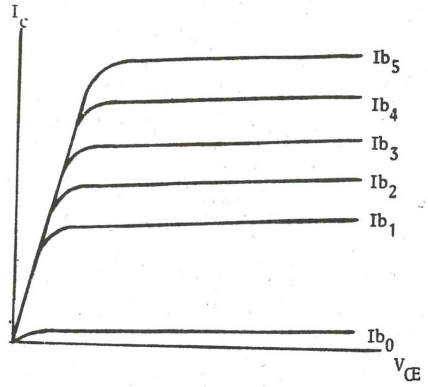


Fig. 2.21.-Curvas características de un transistor para diferentes corrientes de base.

un rectificador controlado de silicio (SCR). Con la aplicación de un voltaje de polarización directa el tiristor no conduce a menos que se aplique la corriente de compuerta Ig para lograr la conducción. A medida que se aumente el voltaje de compuerta el voltaje requerido para la conducción de ánodo a cátodo (Vf), será menor. Una vez que la conducción se ha establecido, la corriente de ánodo If, sigue fluyendo, aunque se haya eliminado la corriente de compuerta.

La mínima corriente de ánodo para mantener la conducción se llama corriente de sostenimiento I_H.

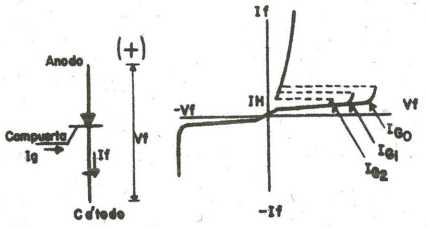


Fig. 2.22.- Símbolo del tiristor y curva característica.

2.3.1.8 Transistor unijuntura (UJT).

Otro semiconductor comunmente usado en relevadores de protección es el transistor unijuntura mostrado en la fig. 2.23. Este semiconductor tiene dos bases, b_1 y b_2, y un emisor e. Ejemplo: Cuando Ve alcanza un valor pico Vp, circula la corriente, Ie. La corriente continúa fluyendo mientras el valor de Ve no caiga abajo del valor mínimo, Vv.

La unijuntura se usa para dar pulsos en circuitos de salida.

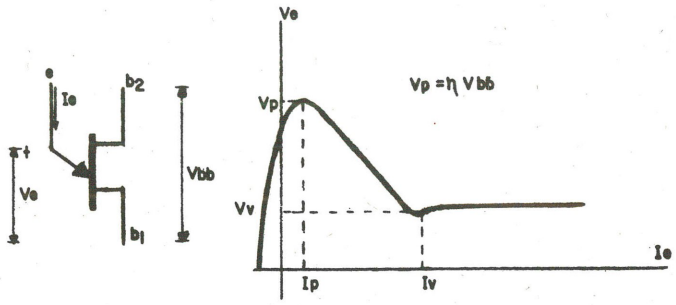


Fig. 2.23.- Símbolo de la unijuntura y curva característica.

2.3.2 Unidades Lógicas de Estado Sólido

2.3.2.1 Principios básicos.

Las unidades de estado sólido son combinaciones de componentes de estado sólido diseñados para señales de voltaje de C.D. y llevar a cabo funciones lógicas. Una unidad lógica tiene únicamente dos estados: sin señal de salida representada por un cero (0); con señal de salida representada por un uno (1). Se usan dos convenciones lógicas para indicar los voltajes asociados con los estados cero y uno.

En la lógica normal, el "0" es equivalente a un voltaje cero. Y el "1" es equivalente a un voltaje normal.

En la lógica inversa, los voltajes equivalentes están invertidos: cero es equivalente a un voltaje normal y el uno - equivalente a voltaje cero.

En relevadores de protección, se usa la lógica normal y el voltaje nominal es 20 volts, a menos que se indique otra - cosa. Hay tres convenciones diferentes para las polaridades de entrada y salida. En la lógica positiva, las entradas y salidas son positivas; En la lógica negativa las entradas y salidas son negativas.

En lógica mixta, las entradas pueden ser positivas o negativas; Las salidas son generalmente positivas pero algunas - veces pueden ser negativas. Los esquemas de protección generalmente usan lógica positiva, aunque algúnos elementos - pueden usar señales de entrada o salida negativas.

Los transistores, por ejemplo, requieren voltajes negativos en algunos electrodos.

Las unidades lógicas son representadas esquemáticamante en estado inactivo; es decir, en estado normal o en reposo. Este estado corresponde a la representación de normalmente desenergizado en un circuito de relevador electromecánico.

2.3.2.2 Representación de una unidad lógica.

Las unidades lógicas se representan por símbolos en función de sus características. Comunmente se usan dos conjuntos de símbolos. Uno se usa para la industria electrónica y la otra se usa en la industria de circuitos de potencia y en sistemas de protección de estado sólido.

En sistemas de protección de estado sólido, el nombre de la función lógica se escribe dentro de un rectángulo y se establece que las entradas deben mostrarse del lado izquierdo y las salidas del lado derecho (Fig.- 2.24).

Cuando se usa una lógica, negativa o mixta es decir positiva y negativa, la utilización de media flecha, flecha completa "llena o vacia", sirve para -- distinguir entre el significado positivo y negativo de uno (1) relativo -- de cero (0), (Fig. 2.25).

La unidad NO o negación (fig. 2.26) es un elemento lógico utilizado con frecuencia. Esta unidad cambia el estado de la entrada de cero (0) a uno (1) y viceversa.

Por conveniencia, el símbolo mostrado en la fig. 2.26a, es remplazado por - el que se muestra en la fig. 2.26b, y para salidas negadas por el mostrado en la fig. 2.26c.

Frecuentemente se utilizan tres variaciones de lógica normal en diagramas - lógicos.

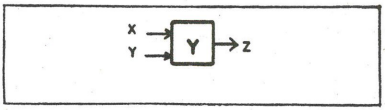


Fig. 2.24.- Ejemplo de un símbolo lógico.

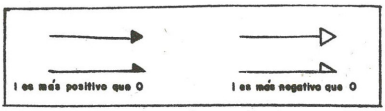


Fig. 2.25.- Polaridad de los símbolos.

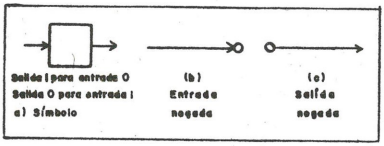


Fig. 2.26.- Símbolos de negación.

a) Lógica inversa, la cual representa la inversión de las salidas, es decir, los ceros y los unos de las salidas son intercambiadas. Puesto que el efecto del intercambio es similar a una función complementaria en el sistema binario, se le llama el complemento.

El efecto del intercambio es lo mismo que agregar un -- elemento NO (negación) a cada salida (fig. 2.27 a).

Una función lógica inversa puede también representarse por otra función con designación diferente.

b) Lógica negativa. La cual representa la inversión de todas las entradas. El efecto del intercambio es equivalente a agregar una unidad NO a cada entrada. (fig. 2.27 b), este tipo de función también se puede representar - por otra función con una designación diferente.

c) Lógica combinada. La cual incluye funciones lógicas - normal, inversa y negativa. El ejemplo mostrado en la fig. 2.27 c es una función con una entrada negativa.

Cuando una función lógica tiene dos entradas, su salida

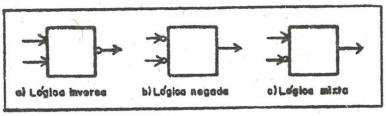
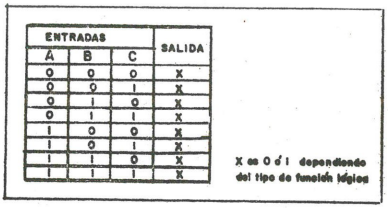


Fig. 2.27.- Variaciones de la lógica normal.

es generalmente simple de determinar. Para funciones con tres o mas entradas, particularmente con funciones lógicas combinadas, una tabla lógica o de verdad proporciona un método conveniente para determinar la salida.

La fig. 2.28 muestra una tabla lógica para una función con tres entradas y una sola salida. La tabla muestra todas las posibles combinaciones de ceros y unos, para las entradas. Cada salida X puede ser cero o uno, dependiendo de la función.



ENTRADAS			SALIDA
A	B	C	
0	0	0	X
0	0	1	X
0	1	0	X
0	1	1	X
1	0	0	X
1	0	1	X
1	1	0	X
1	1	1	X

X es 0 ó 1 dependiendo del tipo de función lógica

Fig. 2.28.- Ejemplo de tabla lógica.

2.3.3 Unidades lógicas principales

En esta sección se describen las unidades lógicas de mayor uso en relevadores. Por simplicidad, los diagramas muestran solo dos entradas por función y se representa además la equivalencia electromecánica.

a) Compuerta "Y" (AND)

La unidad lógica "Y" se muestra en la figura 2.29. El tipo simple consta de diodos y resistores. Fig. 2.29a. La representación simbólica y su equivalente electromecánica está dado en la fig. 2.29b y la tabla lógica en la fig. 2.29 c.

La polarización directa de los diodos puentea la terminal de salida, por lo tanto no se tiene voltaje de salida, a menos que todas las entradas de los diodos tengan polarización inversa que iguale o exceda la polarización directa. Puesto que las entradas son cero o uno, no hay ningún estado intermedio que permita un voltaje de

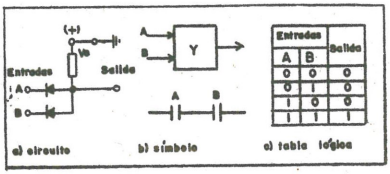


Fig. 2.29.- Lógica de la compuerta "Y".

salida parcial, por tal motivo, la salida será cero o uno, como puede verse en la tabla lógica.

En la fig. 2.30 se muestran tres variaciones de la compuerta "Y".

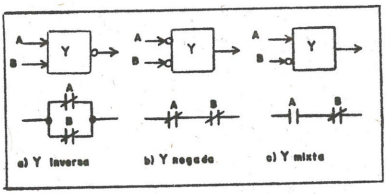
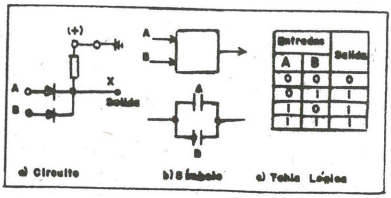


Fig. 2.30.- Variantes de la compuerta " Y ".

b) Compuerta "O" (OR)

La unidad "O" se muestra en la fig. (2.31). Nuevamente, en su forma mas simple, la unidad consta de resistencias y diodos. La representación simbolica y su equivalente electromecánica, se muestra - en la fig. 2.31 b y la tabla lógica en la fig. 2.31 c, puesto que los diodos no están polarizados, un voltaje aplicado a cualquier - entrada producira una salida de voltaje en "X".



ig. 2.31.- Lógica de la compuerta "O".

Tres variaciones de la unidad "O" comparable a las del elemento "Y", se muestran junto con sus equivalentes - electromecánicos en la fig. 2.32 a, b, c.

Por comparación de las fig. 2.32 a con la fig. 2.30 b, es claro, que la unidad "O" inversa es equivalente a la negación "Y". Del mismo modo, la negación "O" de la fig. 2.32 b es equivalente al "Y" inverso en la fig. 2.30 a.

Otra variación del elemento "O" es la "O" exclusiva o - OE fig. 2.33. OE difiere de la unidad "O" normal, en - que no está provisto de una salida "1" cuando ambas entradas son 1.

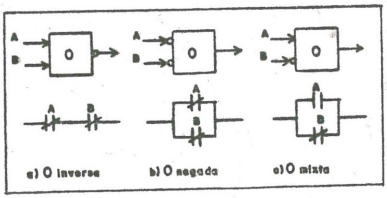


Fig. 2.32.- Variantes de la compuerta " O ".

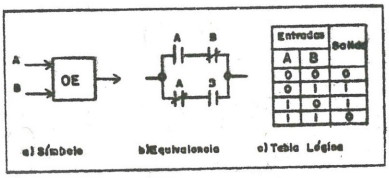


Fig. 2.33.- Lógica de la compuerta " OE ".

c) Compuerta NO (NOT)

La unidad NO junto con su equivalente electromecánico y su tabla lógica, se muestran en la fig. 2.34 aún cuando la unidad NO tiene que ser incluída en el diagrama lógico como una unidad separada, ésta es usualmente combinada con otras unidades usando los símbolos mostrados en la fig. 2.26.

d) Compuerta "N" (INVERSOR)

El inversor "N" mostrado en la fig. 2.35 es una unidad que invierte la polaridad.

Fig. 2.34.- Lógica de la compuerta "NO".

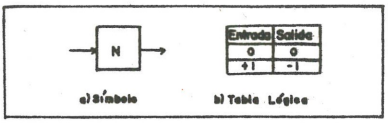


Fig. 2.35.-Lógica de la compuerta "NY (inversor)

e) Unidades de retardo.

Las unidades de retardo se usan normalmente para agregar un determinado tiempo en la señal de entrada y/o en la señal de salida. El símbolo se muestra en la figura 2.36.

El valor de "X" en la Fig. 2.36a es el tiempo de arraque, es decir, el tiempo que debe durar la señal de entrada, para poder tener una señal - de salida. El valor "Y" es el tiempo de reposición. Es el tiempo que -- transcurre desde el momento en que se elimina la señal de entrada hasta que la señal de salida se vuelve cero. La fig. 2.36b "W-X" es el rango de tiempo de la señal de entrada y "Y-Z" es el rango de tiempo de reposición de la señal de salida. Ambos rangos pueden ajustarse desde cero hasta ciertos valores en milisegundos.

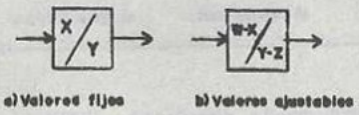


Fig. 2.36.- Símbolo de un temporizador.

2.3.4 Circuitos Lógicos Básicos

Los semiconductores y las unidades lógicas de estado sólido pueden combinarse de diversas maneras, para formar unidades lógicas básicas para relevadores y equipos de protección. Dichas unidades pueden clasificarse en: detectores de falla con procesamiento de datos, unidades amplificadoras y unidades auxiliares.

2.3.4.1 Unidades de procesamiento de datos y detectores de falla.

Estas unidades reciben la señal de entrada del sistema de potencia (voltaje, corriente, ángulo de fase, etc.), para determinar si existe alguna condición anormal en el sistema, dentro de la zona de protección del relevador. Dentro de los detectores mencionados se encuentran los comparadores de magnitud y los comparadores de ángulo.

a) Comparador de magnitud

En la fig. 2.37 se muestra el circuito lógico de un comparador de magnitud, el cual es básicamente un detector de nivel que puede utilizarse como una unidad de sobrecorriente instantánea. El circuito se alimenta con corriente de los T.C. y mediante un transductor, se transforma la señal de corriente en una señal de voltaje. Este voltaje queda limitado por un diodo cliper (recortador) Z1 y una resistencia R_2. El valor mínimo de operación se ajusta con R_1. Un ajuste bajo de R_1 permite que se derive mas corriente a través de R_1 y R_3 pasando menos corriente hacia el circuito rectificador. El circuito rectificador consta de un puente para transformar la señal de C.A. a C.D., además de un arreglo de resistencia y capacitancia para reducir el rizo de la señal. El voltaje de salida se muestra en la parte superior de la fig. 2.37. Cuando este voltaje iguala el voltaje zener de Z2, Z2 conduce suministrando corriente de base a Q1 para que conduzca. Q1 a su vez polariza a Q2 para que conduzca y se tenga una señal de salida a través de D2 y R9. Se tiene además una retroalimentación que sirve para sellar o mantener el circuito de disparo cuando la corriente de operación sea mínima evitando el parpadeo de la señal de disparo.

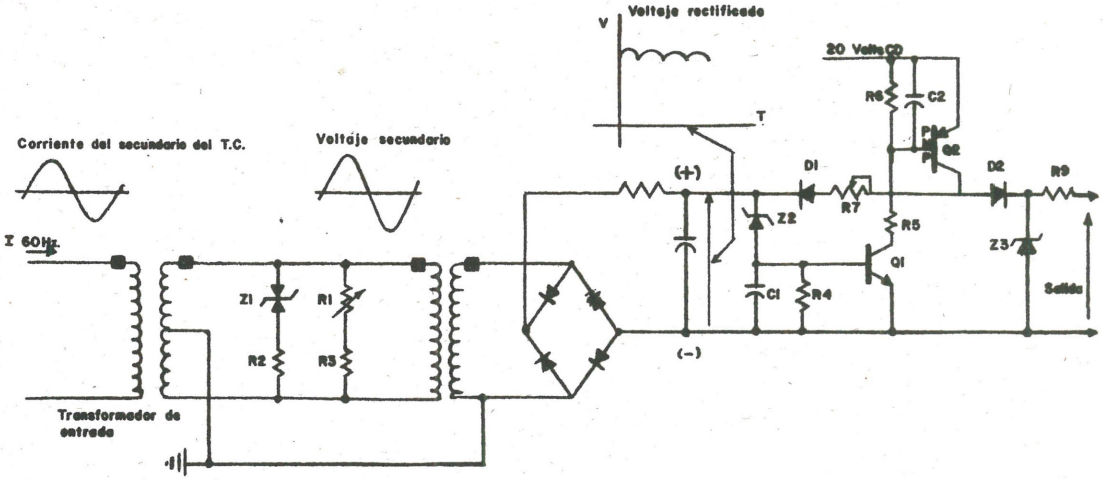


Fig. 2.37.- Diagrama de un comparador de magnitud aplicado como unidad de sobrecorriente instantánea.

b).- Comparador de ángulo de fase.

El circuito lógico del comparador de ángulo de fase produce una salida cuando el ángulo de fase entre dos cantidades está dentro de - ciertos límites críticos. Tanto la magnitud de polarización como la de operación pueden ser voltaje o corriente. Un tipo de comparador usado en relevadores de protección es el de bloqueo.

El comparador de ángulo de fase tipo bloqueo usa el principio de - detección cuando la senoide pasa por cero, para generar ondas cuadradas. los circuitos lógicos adicionales dan señal de salida si la magnitud de operación adelanta a la magnitud de polarización. La relación de fases para condiciones de operación, se muestra en la fig. 2.38. La señal de salida se tiene cuando la magnitud de operación adelanta a la magnitud de polarización de 0 a 180°, por otra parte, no se tendrá señal de salida si la magnitud de operación atrasa la magnitud de polarización de 0 a 180°. La relación de fase para la - condición de restricción se muestra en la fig. 2.39. Los medios ciclos de onda cuadrada se generan cada vez que las senoides pasan - por cero. La polaridad de las ondas cuadradas son las mismas que - las senoides que las generan, es decir, si la senoide corresponde - al semiciclo positivo, la onda cuadrada también es positiva y viceversa.

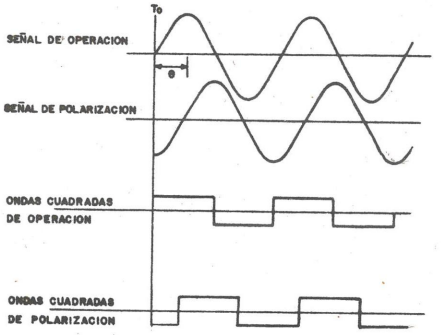


Fig. 2.38.- Relación de fases del comparador tipo bloqueo para condiciones de operación.

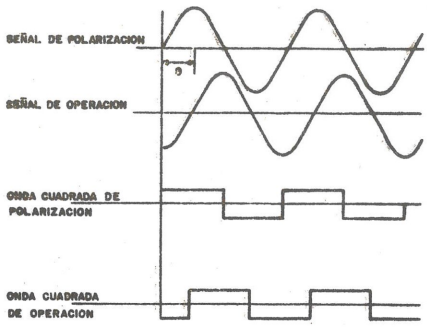


Fig. 2.39.- Relación de fases del comparador tipo bloqueo para condiciones de restricción.

La mitad del circuito comparador (fig. 2.40) realiza la comparación durante el semiciclo positivo y otro circuito similar realiza la -- comparación durante el medio ciclo negativo. Los diodos de entrada, los grupos DA y DB, limitan el voltaje de entrada a 1.5 volts y el voltaje de salida de los transformadores T1 y T2 a 12 volts.- Para las condiciones de operación mostradas en la fig. 2.38, la magnitud de operación adelantada, polariza positivamente a Q1, antes que la magnitud de polarización pueda hacer la base de Q3 positiva. Al conducir Q1, polariza a Q2 para que también conduzca. - Puesto que Q5 no ha sido disparado, se encuentra en estado de bloqueo, permitiendo la salida a traves de Q2, R8 y los diodos de salida. Cuando Q2 conduce, D3 se polariza inversamente a través de - D4 de la fuente de + 20 volts. Esto evita el flujo de corriente de base para que Q4 no conduzca cuando la magnitud de polarización se vuelva positiva, haciendo conducir únicamente a Q3. Debido a que - Q4 no conduce, se tiene una señal de salida durante todo el medio ciclo.

Durante el semiciclo negativo, en forma similar, la señal de operación adelantada manda una señal a la otra mitad del circuito, la - cual se conecta a través del diodo para el medio ciclo negativo a la salida.

Por otra parte si la señal de polarización adelanta a la señal de operación (fig. 2.39), la base de Q3 se vuelve positiva antes que la base de Q1. Q3 conduce y tambien conduce Q4. La corriente fluye a través de Z1, Q4, R6 y R7 produciendo una caída de voltaje a través de R7. Este voltaje polariza el tiristor Q5, haciendo que conduzca y a la vez puentea el circuito de salida, es decir, no se puede tener señal de salida.

Cuando la señal de operación se vuelve positiva, hace conducir a - Q1 y Q2 pero debido a que Q5 está conduciendo, la corriente a través de Q2 y R8 se puentea al negativo. La señal de operación que permanece cuando se completa el medio ciclo de la señal de polarización, no produce salida debido a que Q5 continúa conduciendo. El restablecimiento de Q5 queda determinado por la corriente de ánodo a cátodo. R8 se ajusta de manera que circule la corriente suficiente de la fuente de 20 volts para mantener a Q5 en el estado de conducción hasta que la señal de operación sea prácticamente cero.

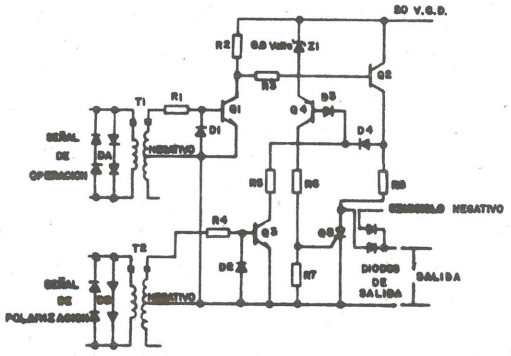


Fig. 2.40.- Diagrama del comparador de ángulo de fase.

2.5.4.2 Unidades amplificadoras

Un ejemplo de una unidad amplificador es la que se utiliza como circuito iniciador de disparo, de un relevador. Este circuito realiza dos funciones, amplifica la potencia del circuito de disparo y aisla el circuito de control de la fuente de energía de la bobina de disparo del interruptor (de la bateria del servicio de estación). La fig. 2.41 muestra un circuito típico de iniciación de disparo, el cual funciona de la siguiente forma.

Q1 conduce cuando el voltaje de entrada proveniente del comparador es mayor de 2 V. A continuación Q1 hace conducir a Q2, permitiendo que C2 se cargue a través de R6. Cuando el voltaje a través de C2 alcanza el valor de arranque de la unijuntura Q3, la energía del capacitor se descarga a través de T1. Esta descarga reduce el voltaje a través del capacitor dejando nuevamente a Q3 en reposo (no-conducción) hasta que C2 alcanza nuevamente el voltaje de arranque de Q3, de manera que se obtiene una serie de pulsos durante todo el tiempo que esté presente la señal de entrada. Los pulsos son transformados a través de T1 para disparar el tiristor Q4, permitiendo la circulación de corriente a través de LA, Q4, el primario de T2, LB, Z4 y la bobina de disparo del interruptor. El tiempo de operación de este circuito es de aproximadamente 1 milisegundo. El segundo devanado secundario de T1 se conecta en forma similar al primer secundario cuando se necesita otro disparo.

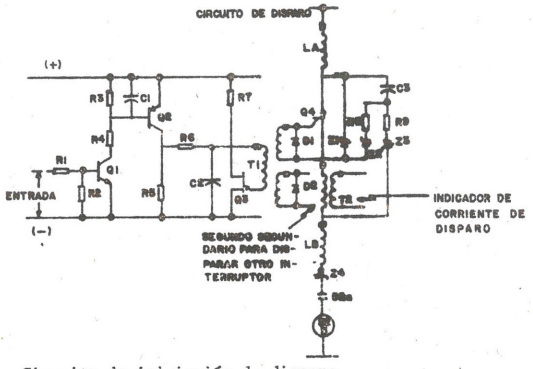


Fig. 2.41.- Circuito de iniciación de disparo.

Los elementos asociados a Q4, excepto T2 que energiza el circuito de señalización, son aditamentos de seguridad. El zener Z1 es una trampa para transitorios de alto voltaje en las terminales de la batería, que sirve para evitar falsas operaciones de Q4 debido a transitorios y sobrevoltajes. El reactor de dos devanados LA-LB suprime cualquier transitorio que pudiera transmitirse a través de la capacitancia entre devanados de T1 ó entre el circuito de disparo y el alambrado de otro circuito lógico. El zener Z4 evita el transitorio de exitación que provoca una oscilación de alta frecuencia que puede invertir el sentido de la corriente a través de Q4 regresando a éste a su estado de bloqueo.

El capacitor C3 se carga inicialmente a través de R9 y Z3 cuando el interruptor se cierra, puenteando a T2 para evitar una indicación falsa. Cuando Q4 se dispara C3 se descarga a través de Q4, Z2 y R8. Esta descarga suministra una corriente de sostenimiento para Q4 de aproximadamente 1 milisegundo (tiempo suficiente para que la corriente inductiva a través de la bobina de disparo alcance la corriente de sostenimiento requerida para Q4).

2.3.4.3 Unidades auxiliares

a) Circuitos de alarma y señalización

Existen dos tipos de circuitos que se utilizan como indicaciones luminosas y de alarmas: Uno es para las operaciones de disparo de interruptor y la otra es para uso general.

En la fig. 2.42 se muestra un circuito típico de indicación de disparo de interruptor y alarma. El transformador T2 se encuentra en el circuito de disparo , como se indica en la fig. 2.41. El núcleo del transformados utiliza un material con ciclo de histéresis cuadrada para producir una corriente de exitación muy pequeña y una reactancia inductiva despreciable cuando se satura. Cuando la corriente de disparo fluye (después de arrancar Q4), el circuito de R1, C1, R2 y R3 aumenta el pulso de 2 milisegundos del secundario de T2 a 6 milisegundos y 20 volts a la salida de Q2. La señal de entrada hace conducir

a Q1 y Q2 para cargar el condensador C2. Cuando el voltaje llega al valor de conducción de la unijuntura, Q3 conduce y polariza a Q4 energizando la indicación luminosa. Al conducir Q4 polariza la compuerta de Q5 a través de R10 y la caída de voltaje a través de R11. Q5 energiza el relevador de alarma. Aunque el circuito de indicación luminosa se abra, Q5 permanecerá conduciendo.

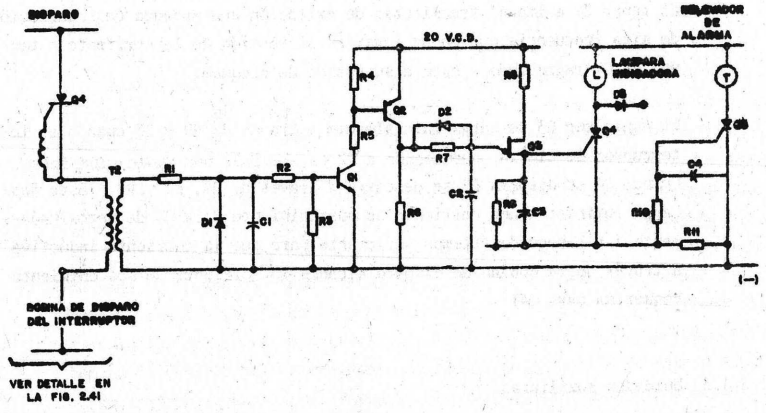


Fig. 2.42.- Circuito típico indicador de disparo de interruptor y alarma.

El circuito de indicación o señalización de uso general se muestra en la fig. 2.43. La condición normal es un "1" en la entrada lo que hace que Q1 conduzca. Para indicación, el "1" es removido, dejando a Q1 fuera. En estas condiciones C1 se carga a través de R3 y R7. Cuando el voltaje a través de C1 alcanza el valor de disparo de Q2, éste conduce y polariza a Q4 y Q5 para energizar la lámpara indicadora y el relevador de alarma.

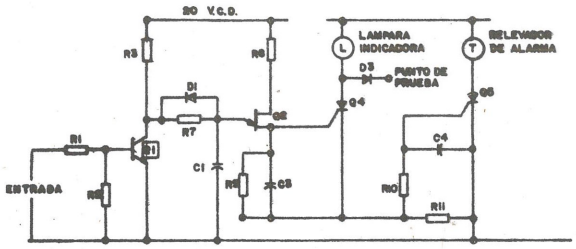


Fig. 2.43.- Circuito de alarma e indicación.

b) Temporizadores

Las unidades de retardo de tiempo fijo se utilizan ampliamente en circuitos lógicos. En la fig. 2.44 Se muestra un circuito típico. Con el circuito de entrada energizado, Q1 se encuentra normalmente conduciendo y pone en cortocircuito a C1 a través de R4. Al eliminar la señal de entrada Q1 ya no conduce y permite que C1 se cargue a través de R3 y R4. Cuando el voltaje a través de C1 alcanza el voltaje zener de Z1 más el potencial de umbral de D1 y Q2, la corriente de base fluye, conduciendo Q2. Al conducir Q2, se elimina el voltaje de salida. El tiempo de retardo es el intervalo entre la eliminación de la señal de entrada y la eliminación de la señal de salida. se pueden usar circuitos similares para obtener un retardo durante el intervalo entre la aparición de una señal de entrada y la aparición de una señal de salida. Los temporizadores pueden ser de tiempo ajustable haciendo algunos elementos como R3, ajustables.

2.3.5 Circuitos Integrados

La tendencia en relevadores de estado sólido es hacia el uso de circuitos integrados que reemplazan los circuitos transistorizados discretos descritos anteriormente. Debido a la amplitud del tema, únicamente se darán referencias del mismo.

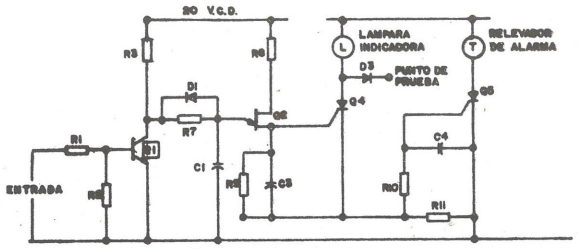


Fig. 2.43.- Circuito de alarma e indicación.

b) Temporizadores

Las unidades de retardo de tiempo fijo se utilizan ampliamente en circuitos lógicos. En la fig. 2.44 Se muestra un circuito típico. Con el circuito de entrada energizado, Q1 se encuentra normalmente conduciendo y pone en cortocircuito a C1 a través de R4. Al eliminar la señal de entrada Q1 ya no conduce y permite que C1 se cargue a través de R3 y R4. Cuando el voltaje a través de C1 alcanza el voltaje zener de Z1 más el potencial de umbral de D1 y Q2, la corriente de base fluye, conduciendo Q2. Al conducir Q2, se elimina el voltaje de salida..El tiempo de retardo es el intervalo entre la eliminación de la señal de entrada y la eliminación de la señal de salida. se pueden usar circuitos similares para obtener un retardo durante el intervalo entre la aparición de una señal de entrada y la aparición de una señal de salida. Los temporizadores pueden ser de tiempo ajustable haciendo algunos elementos como R3, ajustables.

2.3.5 Circuitos Integrados

La tendencia en relevadores de estado sólido es hacia el uso de circuitos integrados que reemplazan los circuitos transistorizados discretos descritos anteriormente. Debido a la amplitud del tema, únicamente se darán referencias del mismo.

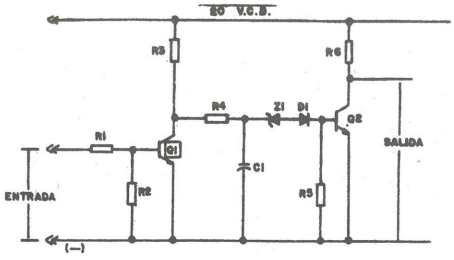


Fig. 2.44.- Circuito típico de un temporizador.

CAPITULO III

3.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y DE POTENCIAL

Los transformadores de corriente y de potencial se usan para proteger tanto al personal como a los aparatos. Son instrumentos a través de los cuales se conectan los relevadores a los circuitos de alta tensión. De esta manera los relevadores pueden hacerse relativamente pequeños y menos costosos por operar con bajas tensiones y bajas corrientes.

3.1.- Transformadores de Corriente

El transformador de corriente (T.C.) proporciona aislamiento de la alta tensión del circuito de potencia y reduce la magnitud de la corriente sin modificar sus demás características. Existen dos tipos de T.C. según su uso:

a) Transformadores de corriente para instrumentos de medición.

Estos transformadores son generalmente de alta precisión y se saturan con dos veces la corriente nominal para evitar daños en los aparatos de medición en casos de cortocircuito en alta tensión.

b) Transformadores de corriente para relevadores de protección.

Los T.C. utilizados en protección, generalmente son de menor precisión que los T.C. para medición se saturan con veinte veces la corriente nominal con el objeto de tener señal de salida en el circuito secundario en caso de cortocircuito en alta tensión, para que los relevadores operen correctamente.

3.1.1.- Simbología y marcas de polaridad

En los diagramas eléctricos, los transformadores de corriente se representan en cualquiera de las dos formas mostradas en la Fig. 3.1(a y b).

En las cuales la línea horizontal representa el devanado primario que se conecta en serie o se intercala en el circuito - de alta tensión (A.T.) y el resto del diagrama, que se asemeja a una "M" corresponde al devanado secundario.

Fig.3.1.- Símbolo de un transformador de corriente.

Las marcas de polaridad, representadas por puntos o pequeños cuadros, designan las direcciones instantáneas de la corriente entrando en el primario y la corriente saliendo del secundario durante un medio ciclo.

3.1.2.- Circuito equivalente de un transformador de corriente

La Fig. 3.2a, muestra el circuito equivalente aproximado de un transformador de corriente. La magnitud de la corriente- se reduce a través de los devanados ab y cd del transformador. La impedancia del devanado primario (Z_H) se multiplica por n^2 para referirlo al secundario. La impedancia del secundario es Z_L y las pérdidas de excitación se representan como Rm y Xm.

Este circuito puede reducirse aún mas, como se muestra en la Fig. 3.2b. El valor de Z_H se puede despreciar, puesto que no afecta a la corriente transformada $I_H/_n$, ni al voltaje a través de Xm. La corriente de excitación I_e queda representada como la corriente que circula a través de Xm.

En la Fig. 3.2c, se muestra el diagrama fasorial mostrando - las caídas de voltaje con magnitudes mas grandes de las reales para mejor visualización del mismo. En general Z_L es re-

sistivo. I_e atrasa Vcd por 90°y es la causa principal de error.

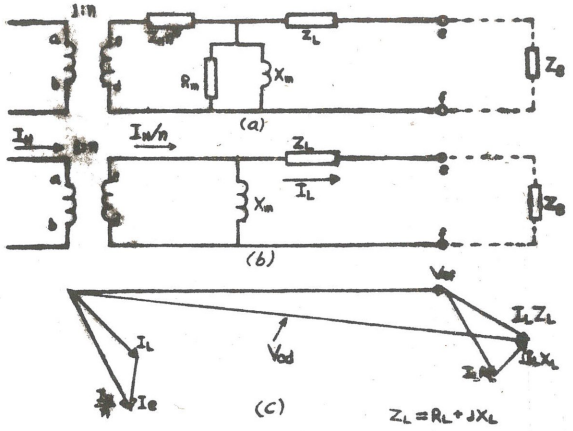


Fig. 3.2.- Circuito equivalente y diagrama fasorial de un transformador de corriente.

3.1.3 Comportamiento de un transformador de corriente

El comportamiento de un T.C. se mide por su habilidad para reproducir la corriente primaria en términos del secundario; en particular, por el voltaje secundario mas alto que el transformador pueda producir sin saturarse y por consiguiente con bajo porcentaje de error.

El voltaje inducido en el devanado secundario Vcd, debe ser lo suficientemente alto para poder hacer circular la corriente a través de la impedancia conectada al secundario.

$$Vcd = Vs$$

$$Vs = I_L(Z_L + Z_T + Z_B) \qquad \text{---------} \qquad (3.1)$$

Donde: Vs = voltaje inducido en el secundario
I_L = corriente secundaria máxima
Z_B = impedancia conectada (carga)
Z_L = impedancia del devanado secundario
Z_T = impedancia de las terminales de conexión

El valor de I_L puede estimarse dividiendo la corriente de falla máxima entre la relación del T.C. seleccionado.

3.1.4 Clasificación de transformadores de corriente para protección

Los T.C. para protección se clasifican según las normas nacionales (NOM-J-109/1977), mediante dos símbolos: Una letra y el voltaje de clase, los cuales definen las características del transformador. Las letras de designación pueden ser:

C = indica que la relación de transformación puede ser calculada
T = indica que la relación debe ser determinada mediante pruebas

La clasificación "C" cubre T.C. tipo dona o boquilla con el devanado secundario uniformemente distribuido o cualquier otro transformador en el cual, el flujo de dispersión en el nucleo tiene un efecto despreciable sobre el error de relación, dentro de los limites de corriente y carga establecidos por las normas.

La clasificación "T" cubre la mayoria de T.C. tipo devanado y cualquier otro transformador, en los cuales el flujo de dispersión afecta la relación de transformación en forma apreciable.

El voltaje en las terminales del secundario o voltaje de clase, es el voltaje que el transformador entregará a una carga estandar con 20 veces la corriente nominal secundaria sin exceder el 10 % de error de relación.

El T.C. tipo boquilla tiene el devanado secundario aislado y - bobinado sobre el núcleo y no tiene devanado primario como una parte integral de su estructura. Está provisto con aislamiento en el orificio a través del cual se hace pasar el conductor de línea de alta tensión, para formar el devanado primario. Normalmente estos T.C. son de relación multiple. Las combinaciones normales de corrientes primarias son:

600/500/450/400/300/250/200/150/100/50 amperes-
1200/1000/900/800/600/500/400/300/200/100 amperes
2000/1600/1500/1200/1100/800/500/400/300 amperes
3000/2000/1500 amperes
4000/3000/2000 amperes
5000/4000/3000 amperes

La corriente nominal secundaria es de 5 amperes, pero puede - ser empleada una corriente nominal de 1 ampere, siempre que - así se especifique.

Los T.C. tipo boquilla reciben este nombre por que normalmente van instalados en las boquillas de transformadores o interruptores de potencia.

La Fig. 3.3 muestra un T.C. tipo boquilla con relación total de 1200/5. Las terminales H_1 y H_2 corresponden a la línea de A.T. que forma el devanado primario y las terminales marcadas con las letras "X" corresponden a las derivaciones del devanado secundario. Las marcas de polaridad estan representadas implícitamente por H_1 en el primario y en el secundario por la X de menor índice (considerando las dos terminales en uso).

El T.C. tipo devanado es aquel en el cual el devanado primario está fijado mecánicamente al núcleo y puede tener una o mas - vueltas primarias. Los devanados primario y secundario están- aislados completamente y permanentemente unidos al núcleo - formando una estructura integral.

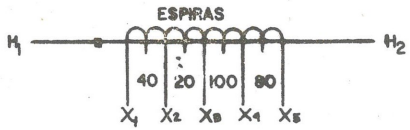


Fig. 3.3.- Transformador de corriente tipo boquilla de relación multiple.

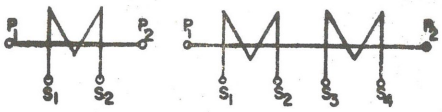
Las relaciones normalizadas para T.C. tipo devanado son:

5:5; 10:5; 15:5; 20:5; 25:5; 30:5; 40:5; 50:5; 75:5; 100:5
150:5; 200:5; 250:5; 300:5; 400:5; 500:5; 600:5; 800:5
1000:5; 1200:5; 1500:5; 1600:5; 2000:5; 2500:5; 3000:5
4000:5; 5000:5; 6000:5; 8000:5; 12000:5

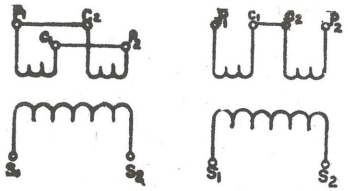
En cada relación el primer número corresponde a la corriente nominal del devando primario y el segundo número a la corriente -- nominal del devanado secundario, que en todos los casos es igual a 5 amperes.

En el caso de T.C. de doble relación se tiene los siguientes valores normalizados:

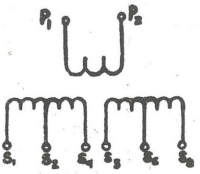
5 x 10:5; 10 X 20:5; 15 x 30:5; 25 x 50:5; 50 x 100:5
75 x 150:5; 100 x 200:5; 150 x 300:5; 200 x 400:5
300 x 600:5; 400 x 800:5; 500 x 1000:5; 600 x 1200:5
1000 x 2000:5; 2000 x 4000:5



a).- Relación de transformación simple.



b).- Relación de transformación doble por acoplamiento serie-paralelo del primario.



c).- Doble secundario y relación de transformación doble en cada - secundario.

Fig. 3.4.- Diferentes versiones de transformadores de corrientes tipo devanado.

La Fig. 3.5 muestra la capacidad de voltaje secundario para varios T.C. clase-C graficados contra corrientes secundarias. Con un transformador de clase-C 200 por ejemplo, la relación de transformación puede ser calculada y el error de relación no debe ser mayor del 10 % con corrientes entre 1 y 20 veces la nominal, si la carga no excede el valor de 2.0 ohms. El número - 200 indica que en las terminales secundarias del transformador aparecen 200 volts cuando entrega una corriente de 100 amperes (20 veces la corriente - nominal secundaria de 5 amperes) a la carga normalizada B 2.0 (2.0 ohms) - de acuerdo con V = ZI.

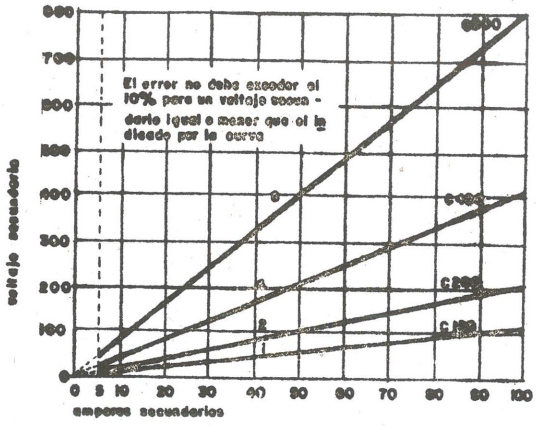


Fig. 3.5.- Características de transformadores de corriente tipo "C".

La precisión normalizada, se aplica solamente al devanado completo del transformador. Cuando se usa una derivación (parte del devanado), se tiene un voltaje menor proporcional al voltaje nominal (ver curva de excitación - Fig. 3.6).

Además de la precisión el fabricante deberá suministrar otros datos sobre los transformadores, como la capacidad térmica, resistencia del devanado secundario, curvas de excitación (también llamada curva de saturación); cuando se trate de T.C. del tipo "C". En el caso de T.C. del tipo "T" se suministra además el error de relación y ángulo medido mediante un puente patrón y también el valor de la corriente de excitación que resulta al aplicar el voltaje de clase al devanado secundario.

TABLA 3-I

CLASES DE PRECISION DE T.C. PARA PROTECCION

CLASIFICACION DE LA PRECISIÓN		TENSION SEC. EN VOLTS	CARGA NORMALIZADA
C	T		
C 10	T 10	10	B 0.1
C 20	T 20	20	B 0.2
C 50	T 50	50	B 0.5
C 100	T 100	100	B 1.0
C 200	T 200	200	B 2.0
C 400	T 400	400	B 4.0
C 800	T 800	800	B 8.0

Las cargas normalizadas para los T.C. se muestran en la tabla - 3-II. En el caso de los T.C. tipo "C", cuando se usa solo una parte del devanado, únicamente puede aplicarse una parte de la carga normalizada, sin exceder el 10% de error. La carga permisible se define por la ecuación:

$$Z_B = \frac{N_p \, V_{cl}}{20 \, I_N} \qquad \text{---------- (3.2)}$$

donde:

Z_B = carga permisible en el T.C.

N_p = espiras utilizadas divididas entre el total de espiras

Vcl = voltaje de clase del T.C.

I_N = corriente nominal secundaria (5 amperes)

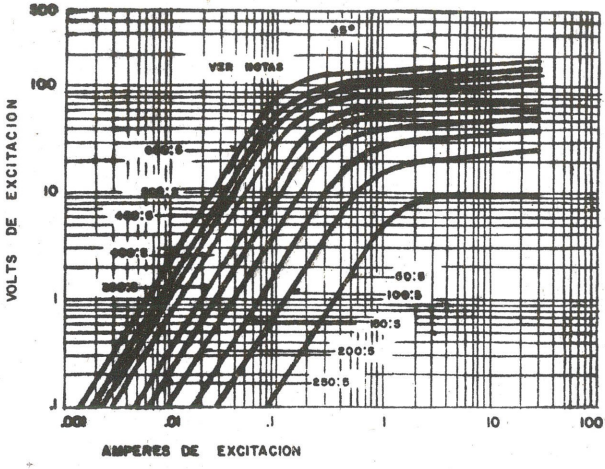
TABLA 3-II

CARGAS NOMINALES PARA TRANSFORMADORES CON CORRIENTE NOMINAL A FRECUENCIA DE 60 Hz.

			CARACTERISTICAS DE LAS CARGAS NOMINALES					
			RESISTENCIA		INDUCTANCIA		IMPEDANCIA	
DESIGNACION	CARGA NOMINAL A 60 Hz	FACTOR DE POTENCIA	5A	1A	5A	1A	5A	1A
B - 0.1	2.5	0.9	0.09	2.25	0.116	2.9	0.1	2.5
B - 0.2	5.0	0.9	0.18	4.50	0.232	5.8	0.2	5.0
B - 0.5	12.5	0.9	0.45	11.25	0.580	14.5	0.5	12.5
B - 1	25.0	0.5	0.5	12.5	2.3	57.5	1.0	25
B - 2	50.0	0.5	1.0	25.0	4.6	115.0	2.0	50
B - 4	100.0	0.5	2.0	50.0	9.2	230.0	4.0	100
B - 8	200.0	0.5	4.2	100.0	18.4	460.0	8.0	200

3.1.5.- Análisis del comportamiento de un transformador de corriente tipo boquilla, mediante la curva de excitación.

Una curva típica de excitación para un transformador de corriente se muestra en la Fig. 3.6. Esta gráfica se obtiene aplicando al devanado secundario -- un voltaje creciente en forma gradual tomando simultáneamente los valores -- de corriente de excitación. la prueba se realiza con el devanado prima-- rio, en circuito abierto. La curva da la corriente de excitación aproxima- da para un voltaje secundario dado.



RELACION DE CORRIENTE	RELACION DE ESPIRAS	RESISTENCIA DEL SECUNDARIO
50:5	10:1	.061
100:5	20:1	.082
150:5	30:1	.104
200:5	40:1	.125
250:5	50:5	.146
300:5	60:1	.168
400:5	80:1	.211
450:5	90:1	.230
500:5	100:1	.242
600:5	120:1	.296

1) Arriba de la línea, el voltaje para una corriente de excitación dada no debe -- ser menor del 95% del valor de la curva.
2) Abajo de la línea la corriente de excitación para un voltaje dado no debe ser mayor del 25% del valor de la curva.

Fig. 3.6.- Curvas de excitación para un transformador de corriente tipo boquilla de relación multiple, relación total de 600/5 A. clase C-100.

La curva de excitación puede utilizarse para seleccionar el tap del relevador y la relación adecuada del T.C. para que una protección de sobrecorriente, por ejemplo, opere con una determinada corriente primaria, sin que el error de relación sea muy alto.

EJEMPLO: Un alimentador está protegido con relevadores de sobrecorriente conectados a T.C. de relación múltiple de 600/5. Los relevadores deben operar con 60 amperes primarios. La carga total de los T.C. es de 1.6 ohms por fase si se usa el tap de 6.0 A. y de 3.0 ohms se usa el tap de 3.0 A.

Si la corriente primaria con la que debe operar el relevador es de 60 amperes y se desea usar el tap 6, se puede seleccionar en el T.C. una relación de 50/5.

es decir: $\frac{60}{6} = 10 = \frac{50}{5}$

Aplicando la ecuación (3.1); con los valores seleccionados se tiene:

$$N = 10$$

$$I_L = \frac{I_p}{N} = \frac{60}{10} = 6$$

$$V_s = I_L Z_T = 6 \times 1.6$$

$$V_s = 9.6 \text{ volts}$$

De la curva de excitación (Fig. 3.6) para $V_s = 9.6$ volts, I_e es aproximadamente 6 amperes.

Por lo tanto la corriente primaria para hacer circular la corriente de 6 amperes por el relevador es:

$$I_p = NI_L + NI_e$$

$$= 10 \times 6 + 10 \times 6 = 60 + 60$$

$$I_p = 120 \text{ A}$$

Este valor es muy alto comparado con los 60 amperes deseados.

Otra alternativa es usar el relevador en el tap de 3.0 amperes y una relación de T.C. de 100/5, en este caso:

$N = 20$

$I_L = 3$

$Z = 3$ ohms

$V_s = I_L Z_T = 3 \times 3 = 9$ volts

De la curva de excitación (Fig. 3.6) I_e es igual a 0.5 amperes; la corriente primaria es igual a:

$$I_p = NI_L + NI_e = 20 \times 3 + 20 \times 0.5 = 60 + 10$$

$$I_p = 70 \text{ amperes}$$

Este valor se acerca más al valor deseado; sin embargo, puede mejorarse el resultado usando dos T.C. en serie, si el interruptor del alimentador dispone de dos juegos de T.C., ya que en este caso la carga queda repartida entre los dos T.C.

3.1.6 Conexiones de transformadores de corriente.

En los sistemas de potencia trifásicos se utilizan generalmente las conexiones estrella y delta en los secundarios de los T.C., para propósitos de protección.

3.1.6.1 Conexión estrella de transformadores de corriente.

Se unen normalmente las terminales de no polaridad para formar la estrella y se aterriza. Las terminales de polaridad van conectadas a los relevadores de protección (Fig. 3.7).

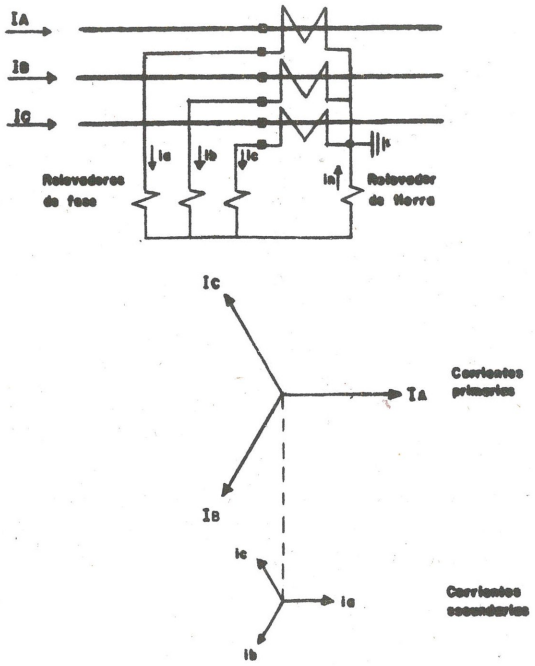


Fig. 3.7.- Conexión estrella de transformadores de corriente y diagramas vectoriales de las corrientes primarias y secundarias.

3.1.6.2 Conexión delta de transformadores de corriente

Existen dos posibilidades de efectuar la conexión delta, en el primer caso las corrientes fuera de la delta, es decir,- las corrientes que van a los relevadores están adelantadas 30°con respecto a las corrientes de fase y en el segundo - caso, dichas corrientes están atrasadas por el mismo ángulo (ver Figs. 3.8 y 3.9). Se considera un sistema trifásico balanceado.

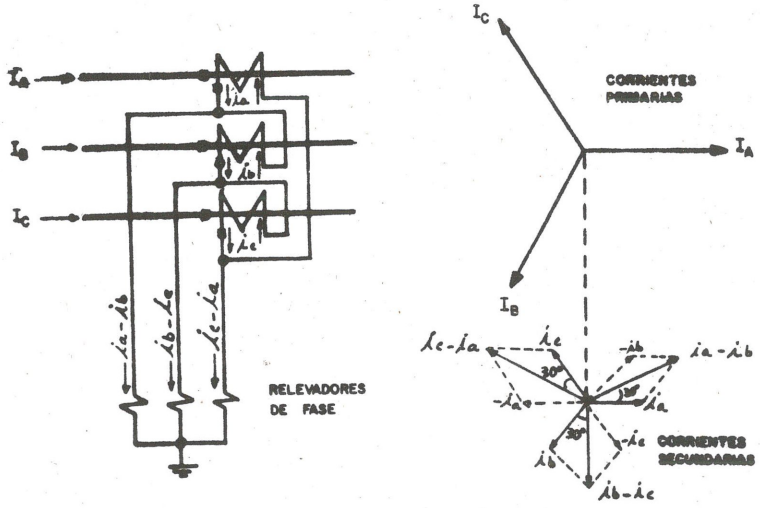


Fig. 3.8.- Conexión de transformadores de corriente en delta y diagrama vectorial de corrientes primarias y secundarias. Las corrientes fuera de la delta están adelantadas 30°respecto a la corriente de fase.

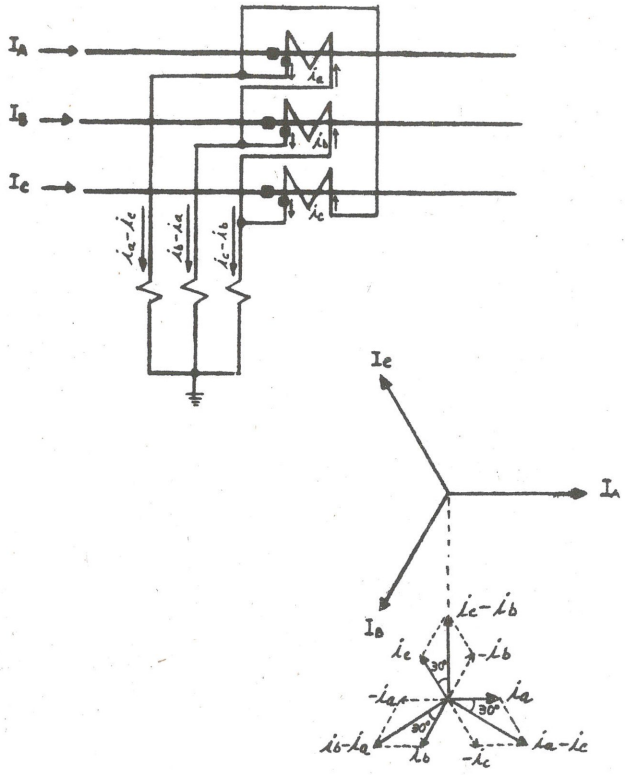


Fig. 3.9.- Conexión de transformadores de corriente en delta y diagrama vectorial de corrientes primarias y secundarias. Las corrientes fuera de la delta están atrasadas 30°respecto a la corriente de fase.

3.2 Transformadores de potencial

Así como es necesario el uso de T.C., también es necesario usar T.P. para ciertos relevadores que operan con magnitudes de voltaje. el devanado primario del transformador de potencial o de voltaje se conecta a las terminales del circuito donde el voltaje va a ser medido y el devanado secundario suministra un voltaje proporcional al voltaje primario con un ángulo de fase entre ellos tan pequeño como sea posible.

La norma nacional NOM - J - 168 - 1980 define al transformador de potencial como el transformador diseñado para suministrar la tensión adecuada a los instrumentos de medición, protección o - ambos, en el cual la tensión secundaria en las condiciones normales de uso, es proporcional a la tensión primaria, defasada respecto a ella un ángulo cercano a cero.

3.2.1 Relación de transformación

La relación de transformación está en función del voltaje nominal primario y el voltaje nominal secundario, este último es normalmente de $120/\sqrt{3}$ para protección y $200/\sqrt{3}$ para medición.

3.2.2 Clases de precisión

Las clases de precisión normalizadas para T.P. son 0.3, 0.6 y 1.2. Se designa por el máximo error admisible expresado en - porciento, , que el transformador puede introducir en la medición de potencia, operando con su tensión nominal primaria y a su frecuencia nominal. la clase de precisión especificada debe asociarse con una o varias cargas nominales de precisión.

Ejemplo: 0.6Y, 1.2Z.
Si un T.P. tiene esta precisión, significa que para una carga Y (ver tabla 3-III) tendrá un error de relación y ángulo no mayor de 0.6% y si la carga es Z, su error será de 1.2%.

TABLA 3-III - CARGAS NOMINALES DE PRECISION USUALES PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL CON TENSION SECUNDARIA NOMINAL DE 120 Y 69.3 VOLTS

Carga Nominal de Precisión VA	Designación Equivalente	Factor de Potencia	Características de las Cargas de Precisión					
			120 VOLTS			69.3 VOLTS		
			Resistencia Ohms	Reactancia Ohms	Corriente Amps	Resistencia Ohms	Reactancia Ohms	Corriente Amps
12.5	W	0.1	115.2	1 146.2	0.104	38.4	38.2	0.18
25.0	X	0.7	403.2	411.26	0.208	134.4	137.08	0.36
75.0	Y	0.85	163.2	100.99	0.625	54.4	33.66	1.082
200.0	Z	0.85	61.2	37.87	1.67	20.4	12.62	2.886
400.0	ZZ	0.85	30.6	18.94	3.33	10.2	6.31	5.762

3.2.3 Límites de los factores de corrección de la relación (FCR)

En la figura 3.10 se muestran tres paralelogramos que representan los límites del error de fase para T.P. clases 0.3, 0.6 y 1.2.

Para mediciones en aparatos en que se considera solo la magnitud del voltaje, los límites del factor de corrección de la relación están dados por las líneas horizontales de las gráficas.

Ejemplo: Para la precisión 1.2, los límites del FCR, son:

$$FCR = 1 \pm \frac{\% E}{100} \quad \text{---------- (3.3)}$$

$$= 1 \pm \frac{1.2}{100}$$

El límite superior es: $FCR_1 = 1 + 0.012 = 1.012$

El límite inferior es: $FCR_2 = 1 - 0.012 = 0.988$

Las líneas oblicuas (Fig. 3.10) representan los valores correspondientes al error de ángulo.

3.2.4 Conexiones de transformadores de potencial

En caso de circuitos muy importantes, se utiliza un juego de T. P. exclusivos, instalados en el propio circuito. Lo mas usual es instalar un juego de T.P. por barra y con ellos se polarízan todos los circuitos correspondientes a la misma barra. Los T.P. normalmente tienen tres devanados secundarios, uno de los cuales se utiliza para medición, el segundo para polarizar relevadores con voltajes de fase y tierra y el tercero se conecta en delta quebrada (o delta rota) para polarizar relevadores con -3Vo (ver Fig. 3.11).

CAPITULO IV

4 PROTECCION DE TRANSFORMADORES Y ALIMENTADORES

Al igual que todos los elementos del sistema de potencia, los transformadores de 10 MVA en adelante están provistos de una protección primaria y otra de -- respaldo.

Protección Primaria.- Como protección primaria se utiliza el relevador diferencial y como complemento el relevador de acumulación de gas (buchholz).

Protección de respaldo.-Como protección de respaldo generalmente se utilizan protecciones de sobrecorriente de fase y tierra.

4.1 Relevadores Diferenciales.

Exísten varios tipos de relevadores diferenciales, dependiendo del equipo - que protejan, la definición para dicho relevador es: Un relevador que opera cuando la diferencia vectorial de dos ó mas cantidades eléctricas simi-- lares excede una cantidad predeterminada.

En general cualquier tipo de relevador cuando se conecta en una cierta forma puede operar como un relevador diferencial, en otras palabras, no es propiamente la construcción si no la conexión que hace al relevador diferencial. En la fig. 4.1 se muestra un esquema simplificado de la protección diferencial, indicando los sentidos de las corrientes en condiciones normales de operación o con falla externa. En este caso las corrientes secundarias - quedan compensadas y no circula corriente por la bobina de operación.

El elemento protegido puede ser una línea, un generador o una barra colectora (bus).

La fig. 4.2 muestra el sentido de las corrientes secundarias de los T.C. - en caso de falla interna. En este caso las corrientes secundarias se opo-- nen y se suman para circular a través de la bobina de operación del rele-- vador, haciéndolo funcionar.

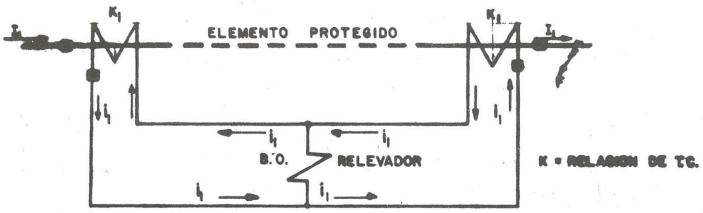


Fig. 4.1.- Esquema de la protección diferencial mostrando los sentidos de las corrientes instántaneas en condiciones normales de operación

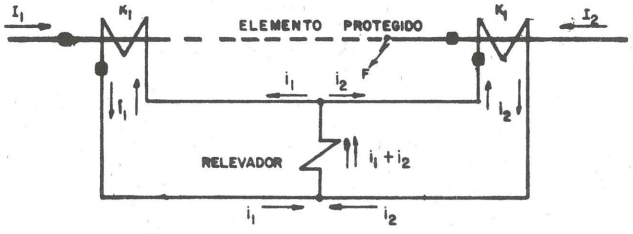


Fig. 4.2.- Esquema de la protección diferencial mostrando los sentidos de las corrientes instántaneas en condiciones de falla interna.

De lo antes expuesto se deduce que el relevador opera únicamente con fallas internas. Para que la protección diferencial opere correctamente es decir,- en condiciones de carga o de falla externa, es necesario que las relaciones de los T.C. sean iguales y se interconecten adecuadamente.

El principio de operación de la protección diferencial puede aplicarse donde se incluya un transformador de potencia, pero en este caso, las rela- -

ciones de transformación y las conexiones de los T.C. en los lados opuestos del transformador de potencia deben ser tales que compensen el cambio de la magnitud y el ángulo de fase entre las corrientes del transformador de po-- tencia.

El tipo mas extensamente usado es el relevador diferencial de porcentaje, el cual se muestra en la fig. 4.3, en forma simplificada.

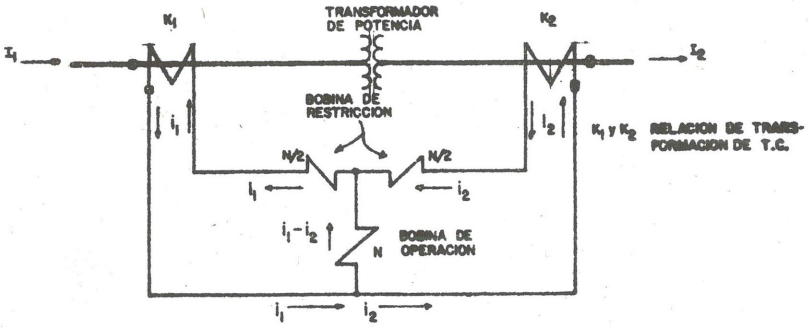


Fig. 4.3.- Diagrama de conexiones de un relevador diferencial con bobina de restricción.

La corriente diferencial requerida para que el relevador funcione es una magnitud variable, debido al efecto de la bobina de restricción.

$$\text{Ampervueltas de operación} \quad \propto (i_1 - i_2)N$$

$$\text{Ampervueltas de restricción} \propto i_1(N/2) + i_2(N/2) = \left(\frac{i_1 + i_2}{2}\right) N$$

Siendo el número de vueltas "N" una constante, se establece que la magnitud de operación es proporcional a $i_1 - i_2$ y la magnitud de restricción, es proporcional a $(i_1 + i_2)/2$, ya que la bobina de operación esta conectada en el

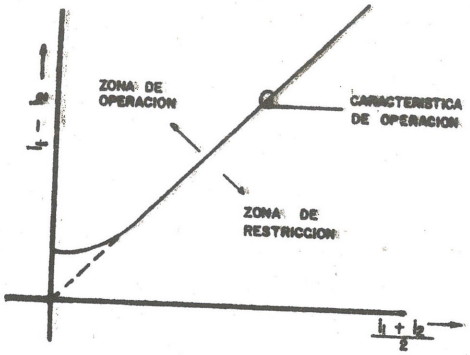


Fig. 4.4.- Curva característica del relevador diferencial de porcentaje.

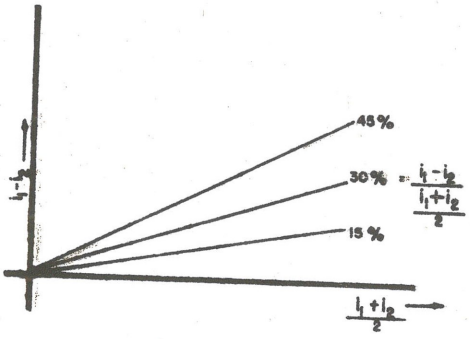


Fig. 4.5.- Curva característica del relevador diferencial con diferentes ajustes de porcentaje.

punto medio de la bobina de operación. La característica de operación de este relevador se muestra en la Fig. 4.4, en donde puede verse que la relación de corriente diferencial a la corriente promedio de restricción, - es un porcentaje fijo. Estos porcentajes varían según el uso que se vaya a dar al relevador y pueden ser de 10, 15, 30 ó 45 %. Los dos primeros valores (10 y 15%), se utilizan en la protección diferencial de generadores, ya que en este caso los T.C. son de la misma relación y solamente se necesita compensar el porciento de error de dichos T.C. Los porcentajes 30 y 45 % se utilizan para la protección de transformadores debido a la necesidad de compensar además, las diferencias en las corrientes secundarias ocasionadas por el cambio de taps del transformador de potencia y por diferencia de relación de los T.C. de alta tensión y baja tensión.

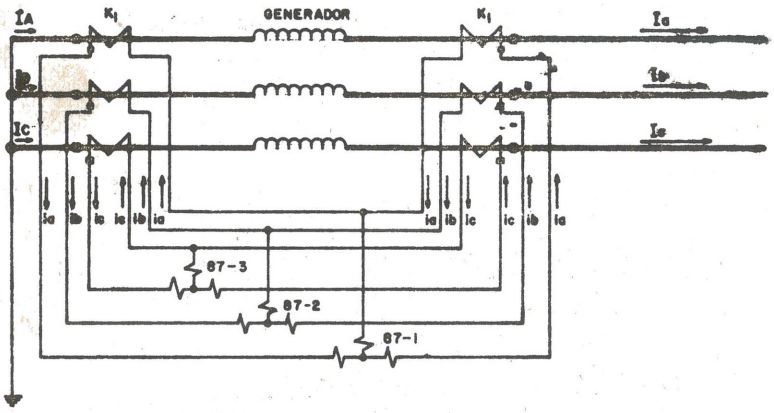


Fig. 4.6.- Diagrama de la protección diferencial para un generador mostrando tres circuitos monofásicos.

La fig. 4.6, muestra tres relevadores diferenciales conectados en forma monofásica para proteger un generador. Como puede observarse los hilos de conexión por el lado de no polaridad de los secundarios de los transformadores de corriente solo sirven para el retorno de la corriente por lo tanto puede usarse un solo conductor para el retorno de las tres corrientes como se muestra en la fig. 4.7. Esta última es la forma usual de conectar la protección diferencial en circuitos trifásicos. Los T.C. quedan conectados en estrella como resultado de utilizar un solo hilo de retorno.

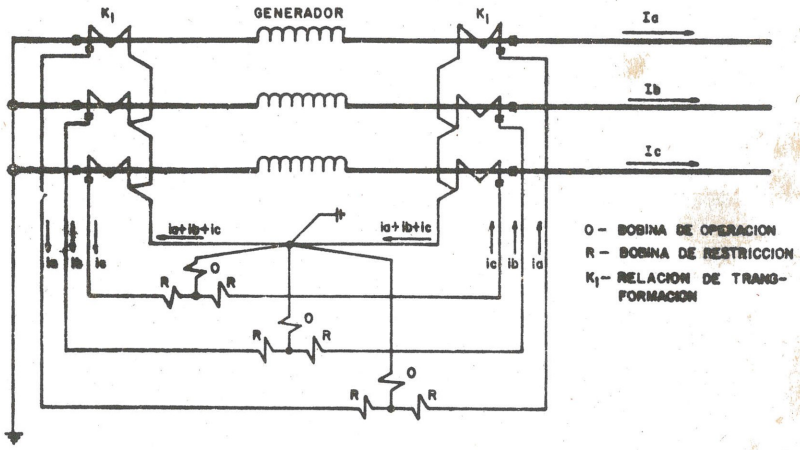


Fig. 4.7.- Diagrama de la protección diferencial para un generador, conectada en forma trifásica.

4.2 La protección diferencial aplicada a transformadores de potencia.

En el inciso 4.1 se describió el principio de funcionamiento del relevador diferencial y su aplicación en la protección del estator o inducido de un generador, sin embargo para poder aplicar este relevador en la protección de transformadores (bancos), es necesario agregarle otros componentes para su buen funcionamiento al excitar un transformador y al tener corrientes secundarias ligeramente diferentes entre los T.C. de alta y baja tensión debido a la dificultad de compensar al 100% la diferencia entre las corrientes de A.T. y B. T. -- con las relaciones de los transformadores de corriente K_1 y K_2.

a).- Filtro de restricción de armónicas.

Cuando un banco se energiza (o excita), circula una corriente transitoria de magnetización con alto contenido de armónicas, particularmente la segunda armónica.. Esta corriente que el relevador diferencial detecta como falla interna puede alcanzar valores pico de 8 a 30 veces la corriente de plena carga, - dependiendo del tamaño del transformador, del sistema de potencia, resistencia de la fuente al transformador y algúnos otros parámetros. Para evitar la operación incorrecta del relevador diferencial al excitar un banco, debido a que esta corriente circula solamente por los T.C. de A.T. (el interruptor de B.T. se encuentra abierto), se agrega al relevador una unidad de restricción de armónicas formada por una bobina de operación con filtro de bloqueo de segunda armónica y una bobina de restricción con filtro de paso de segunda armónica (ver fig. 4.8). De esta manera se aprovecha la segunda armónica para restringir y desensibilizar al relevador durante la excitación del banco. Este método de restricción de armónicas es un diseño delicado ya que debe - proporcionar el par de restricción suficiente para evitar la operación del - relevador en condiciones de excitación, sin hacer insensible al relevador - en condiciones de falla interna.

b).- Transformadores de paso (o de restricción) y transformador de corriente diferencial.

Debido a que solo en raras ocasiones se pueden igualar las corrientes secundarias al seleccionar las relaciones de los T.C., los relevadores diferenciales para protección de bancos están provistos con transformadores auxiliares

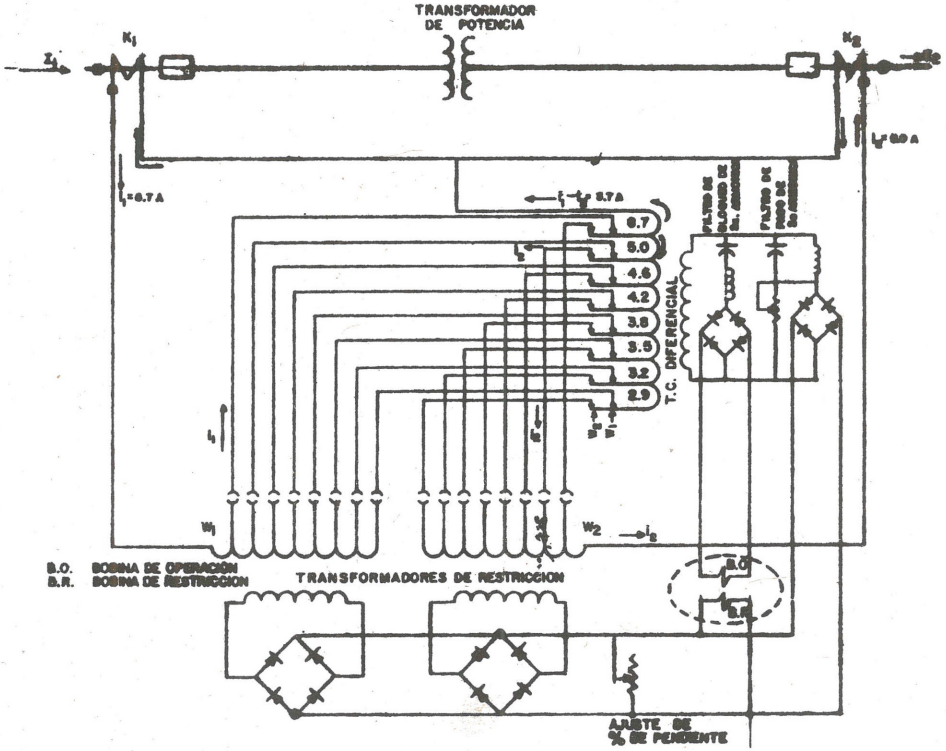


Fig.4.8.- Diagrama elemental de la protección diferencial para transformadores.

de restricción con taps de ajuste de relación, por medio de los cuales las corrientes de paso pueden ser compensadas dentro de un 5%. Cuando el banco protegido está equipado con cambiador de taps (cambiador de relación), es obvio que no se tendrá un buen ajuste en todos los puntos del cambiador de relación. En este caso, las corrientes secundarias se compensan en el punto medio del rango del cambiador. El transformador de paso se complementa con el transformador de corriente diferencial para cancelar el efecto de la corriente diferencial ocasionada por desajuste de las corrientes secundarias. Si las corrientes secundarias son iguales, se seleccionan los mismos taps de ajuste y dichas corrientes circularán únicamente por los transformadores de paso, es decir la corriente a través del transformador diferencial es igual a cero, sin embargo cuando las corrientes secundarias son diferentes, se seleccionan taps también diferentes (el valor del tap debe ser directamente proporcional al valor de la corriente secundaria correspondiente), en este caso la porción de la corriente que circula del secundario de un T.C. al otro T.C. a través del transformador de paso, pasa también por una parte del devanado del T.C. diferencial en un sentido y la corriente restante o diferencial pasa por otra porción del mismo T.C. diferencial pero en sentido contrario a la anterior, de manera que los amper-vueltas resultantes son iguales o aproximadamente iguales a cero, es decir no habrá señal de salida hacia la bobina de operación o será minima, comparada con la señal de restricción.

La señal de restricción se toma de los secundarios de los transformadores de paso y se rectifican a través de un puente antes de ser enviada a la bobina de restricción. La señal de operación, en forma similar se envía a la bobina de operación.

.2.1 Reglas generales para la conexión de la protección diferencial.

Las siguientes reglas fueron seleccionadas para facilitar la aplicación de relevadores en la protección de transformadores.

a).- Los transformadores de corriente de relación múltiple, deben ser usados en un tap que dé aproximadamente 5 amperes en condiciones de carga máxima. Este arreglo proporciona buena sensibilidad sin introducir problemas térmicos en el T.C., cables de conexión o en el relevador.

b).- Por regla general los T.C. del lado de la delta de un banco delta-estrella, deben conectarse en estrella, y los T.C. del lado de la estrella - deben conectarse en delta. Este arreglo compensa el defaaamiento angular de 30° introducido por el banco delta-estrella y bloquea la corriente de - secuencia cero en la protección diferencial en caso de fallas a tierra externas. Si los T.C. del devanado en estrella se conectan en estrella, los relevadores pueden operar en caso de falla externa ya que la 3Io, circularía por dichos T.C. y las bobinas de operación de los relevadores para retornar por su neutro. Al estar los T.C. en delta, dicha 3Io producida por falla externa queda atrapada dentro de la delta, evitando una operación - errónea.

c).- Los relevadores deben conectarse de manera que las corrientes secundarias del lado de A.T. pasen por las bobinas de restricción y entren a los - secundarios de los T.C. de B.T. (quedando en fase) para condiciones de carga balanceada. Cuando el transformador tiene más de dos devanados, deben - considerarse todas las combinaciones tomando dos devanados en cada caso.

d).- La relación de los taps de los relevadores debe ser lo mas cercano posible a la relación de corrientes secundarias para condiciones de carga máxima balanceada. Cuando se tengan mas de dos devanados, deben considerarse -- todas las combinaciones, tomando dos devanados en cada caso y basados siempre en la misma capacidad en KVA.

e).- Una vez seleccionadas las relaciones de los T.C. y los taps del relevador, debe- verificarse la capacidad de carga contínua de los devanados - del relevador con la carga del banco. Si la corriente en el relevador excede su capacidad continua, debe usarse una relación de T.C. mayor o taps de mayor capacidad de corriente. La capacidad contínua requerida por el - relevador debe determinarse en base a los KVA máximos del banco.

f).- El porciento de error de ajuste debe verificarse siempre para comprobar que los taps seleccionados del relevador tengan un margen de seguridad adecuado. En caso necesario, la diferencia entre corrientes secundarias,- puede reducirse cambiando los taps de los T.C. (cuando son de relación múltiple) o agregando transformadores de corriente auxiliares.

El porciento de error de ajuste puede calcularse de la ecuación 4.1

$$E = \frac{\frac{I_L}{I_H} - \frac{W_L}{W_H}}{X} \times 100\ \% \text{ ---------- (4.1)}$$

Donde:

I_L, I_H Corrientes que llegan al relevador (considerando los mismos KVA base), por los lados de B.T. y A.T. respectivamente.

W_L, W_H Taps de ajuste del relevador por el lado de B.T. y A.T. respectivamente.

X El menor de los dos cocientes $\frac{I_L}{I_H}$ o $\frac{W_L}{W_H}$

Cuando se tengan mas de dos devanados, deben calcularse todas las combinaciones, considerando dos devanados en cada caso.

g).- Para asegurar la operación correcta del esquema de protección, el error de relación de los T.C. no debe ser mayor de 10% en condiciones de falla externa máxima simétrica.

4.2.2 Ejemplo de cálculo y conexiones de la protección diferencial.

La figura 4.9 muestra un transformador de 30 MVA, 85/23 KV conexión delta-estrella, se incluyen en el diagrama los transformadores de corriente indicando los sentidos de sus corrientes secundarias. Este diagrama sirve para analizar los sentidos y ángulos de las corrientes para poder conectar adecuadamente la protección diferencial.

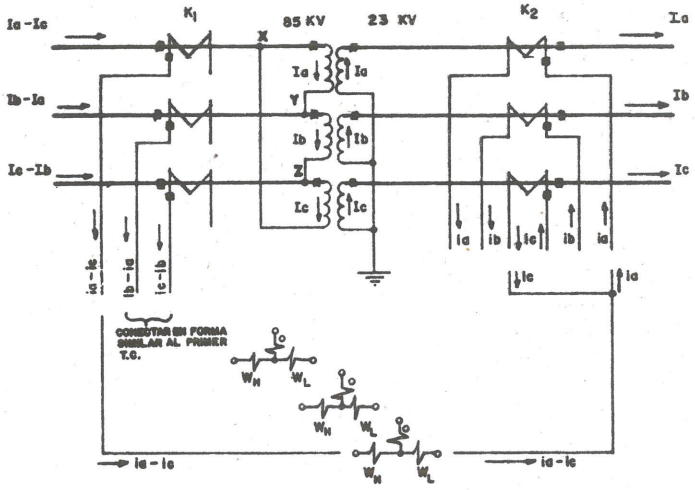


Fig. 4.9.- Diagrama trifilar de un transformador de potencia mostrando los T.C. y relevadores para conectar la protección diferencial.

a).- Faseo de corrientes.

En el ejemplo mostrado en la fig. 4.9, se asignan como Ia, Ib e Ic a las corrientes en cada uno de los devanados de la delta, considerando que -- las corrientes fluyen a través del banco para alimentar una carga balanceada o una falla trifásica externa. Dichas corrientes inducen en los - devanados secundarios correspondientes corrientes en fase, estando el - sentido de las mismas de acuerdo con las marcas de polaridad. En el caso del devanado de baja tensión del transformador de potencia las corrientes de línea son las mismas que las corrientes de fase debido a la conexión en estrella, sin embargo en el lado de alta tensión, las co- - rrientes de línea son corrientes resultantes de la diferencia vectorial de las corrientes de fase, como puede verse en la Fig. 4.10, donde se - presentan los puntos de interconexión (nodos) de la delta (ver fig. 4.9)

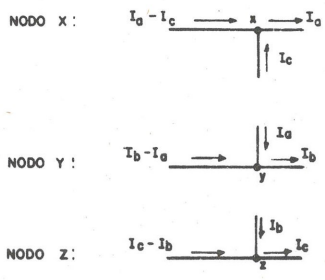


Fig. 4.10.- Determinación de las corrientes de línea entrando a los devanados de alta tensión.

b).- Conexiones de los transformadores de corriente.

Los secundarios de los T.C. del lado de alta tensión se conectan en estrella debido a la conexión delta del transformador de potencia. Las -- terminales secundarias de los T.C. del lado de B.T. se dejan preparadas como se muestra en la fig. 4.9. El siguiente paso es interconectar los T.C. de A.T. y B.T. a través de los relevadores. Esto se realiza de - manera que la corriente que sale del secundario de un T.C. de alta tensión se hace pasar a través de las bobinas de restricción de un relevador y se hace llegar a dos T.C. de B.T. de manera que se compensen las corrientes, es decir, que queden en fase, así al efectuar todas las conexiónes, resulta una conexión delta en los secundarios de los T.C. de baja tensión. Finalmente, se conectan entre sí los extremos libres de las bobinas de operación y al neutro de los T.C. en estrella y se aterriza. La fig. 4.11 muestra la conexión completa de la protección diferencial del banco.

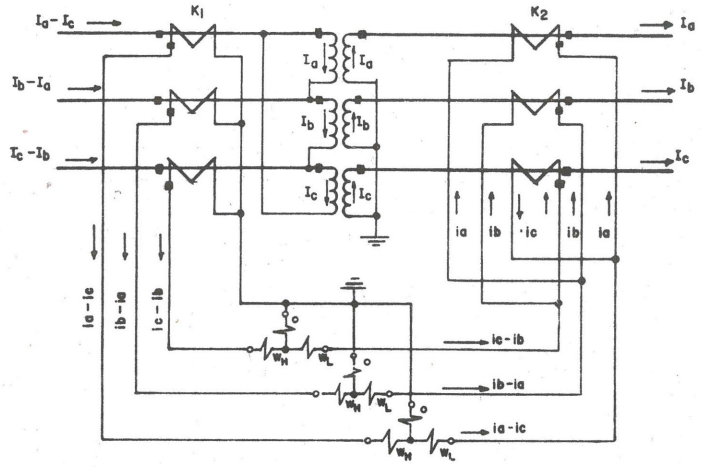


Fig. 4.11.- Diagrama de la protección diferencial de un banco delta-estrella mostrando el faseo de corrientes.

c).- Selección de la relación de los transformadores de corriente y de los taps de las bobinas de restricción.

Primeramente se calculan las corrientes de línea del transformador de potencia y en función de dichas corrientes se seleccionan las relaciones de los T.C. con ayuda del listado de relaciones de T.C. normalizadas dado el inciso 3.1.4 (se busca un T.C. cuya corriente nominal primaria sea la inmediata superior al valor calculado):

Considerando los KVA máximos del banco (30 MVA) y los voltajes nominales, se efectuan los siguientes calculos:

KV	CORRIENTE PRIMARIA	RELACION T.C.	i secundaria	i relevador
85	$\frac{30,000}{\sqrt{3} \times 85} = 203.8$ A.	$K_1 = 250/5$	$\frac{203.8}{50} = 4.08$ A.	4.08 A.
23	$\frac{30,000}{\sqrt{3} \times 23} = 753.1$ A.	$K_2 = 1000/5$	$\frac{753.1}{200} = 3.77$ A.	$3.77 \times \sqrt{3} =$ $= 6.52$ A.

La relación de K_2 se selecciona de 1000/5 en lugar de 800/5 debido a que la conexión delta hace que la corriente hacia el relevador sea $\sqrt{3}$ veces mayor.

Los taps de compensación de los relevadores se seleccionan de manera que sean directamente proporcionales a las corrientes correspondientes, es decir:

$$\frac{W_L}{W_H} = \frac{I_L}{I_H} \qquad \text{---------- (4.2)}$$

Los taps disponibles, tanto para W_L como para W_H son 2.9, 3.2, 3.5, 3.8, 4.2, 4.6, 5.0 y 8.7. Las relaciones de taps se muestran en la tabla 4-I.

TABLA 4-I RELACION DE TAPS DEL RELEVADOR DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR

	2.9	3.2	3.5	3.8	4.2	4.6	5.0	8.7
2.9	1.000	1.103	1.207	1.310	1.448	1.586	1.724	3.000
3.2		1.000	1.094	1.188	1.313	1.438	1.563	2.719
3.5			1.000	1.086	1.200	1.314	1.429	2.486
3.8				1.000	1.105	1.211	1.316	2.289
4.2					1.000	1.095	1.190	2.071
4.6						1.000	1.087	1.891
5.0							1.000	1.740
8.7								1.000

$$\frac{I_L}{I_H} = \frac{6.52}{4.08} = 1.598$$

Con este valor se selecciona la relación de taps de la tabla 4-I, siendo el valor mas cercano de 1.586, que corresponde a 4.6/2.9.

$$\frac{W_L}{W_H} = \frac{4.6}{2.9} = 1.586$$

de donde:

Ajuste del devanado de restricción del lado de 23 KV es igual a $W_L = 4.6$

Ajuste del devanado de restricción del lado de 85 KV es igual a $W_H = 2.9$

Cuando la relación de corrientes $\frac{I_L}{I_H}$ es mayor de 3.0 (8.7/2.9 = 3.0), las corrientes secundarias ya no se pueden compensar con los taps del relevador y se hace necesario el uso de transformadores de corriente auxiliares para lograr el ajuste y en algunos casos puede ser mas conveniente cambiar la relación de un juego de T.C. principales.

d).- Cálculo de porciento de error.

Sustituyendo en la ecuación (4.1) los valores obtenidos, se tiene:

$$E = \frac{(\frac{I_L}{I_H} - \frac{W_L}{W_H})100\%}{X} = \frac{1.598 - 1.586}{1.586} \times 100\% = 0.76\ \%$$

Este porciento de error no debe exceder del 5% para asegurar la correcta - operación del relevador.

4.2.3 Ejemplo de cálculo y conexiones de la protección diferencial para un banco de tres devanados.

En el caso de transformadores de tres devanados se utiliza el mismo procedimiento que en el caso de transformadores de dos devanados. Para determinar la dirección y ángulo correctos de las corrientes de restricción, un lado - del transformador se considera el primario y los otros dos devanados se consideran secundarios. Para determinar las relaciones de los T.C. se consideran únicamente dos devanados a la vez, es decir, el tercer devanado se - considera en vacío. Posteriormente cualquier otro par se analiza de la misma manera. Este procedimiento asegura que todas las relaciones de T.C. --- sean correctas para cualquier distribución de corriente de carga o de falla. Si las relaciones de los T.C. no son adecuadas para el relevador, es necesario, usar autotransformadores de ajuste o transformadores de corriente - auxiliares. Generalmente se necesitan uno o dos juegos, dependiendo de la condición de desbalance.

En la fig. 4.12 se muestra la protección diferencial para un banco de tres devanados. Con los valores indicados en el diagrama, se efectúan los cálculos para seleccionar la relación de T.C. y los ajustes de las bobinas de restricción del relevador.

Inciso	230 KV	85 KV	13.2 KV

a) Si fluyen 100 MVA a través del banco, considerando la misma potencia para cada devanado, se tiene.

$$I = \frac{100{,}000}{\sqrt{3} \times 230} = 251.0 \text{ A} \qquad I = \frac{100{,}000}{\sqrt{3} \times 85} = 679.2 \text{ A} \qquad I = \frac{100{,}000}{\sqrt{3} \times 13.2} = 4373.8 \text{ A}$$

b) Con estos valores se seleccionan las relaciones de los T.C.

$$K_{T.C.} = 300/5 \qquad = 800/5 \qquad = 5000/5$$

c) Las corrientes secundarias son:

$$\frac{I}{K_{T.C.}} = \frac{251.0}{60} = 4.183 \text{ A} \qquad = \frac{679.2}{160} = 4.245 \text{ A} \qquad = \frac{4373.8}{1000} = 4.374 \text{ A}$$

d) Las corrientes en las bobinas de restricción de los relevadores son:

$$I_H = \sqrt{3} \times 4.183 = 7.245 \qquad I_L = 4.245 \qquad I_T = 4.374 \text{ A}$$

e) Relaciones de corriente de los relevadores:

$$\frac{I_H}{I_T} = \frac{7.245}{4.374} = 1.656 \cong \frac{W_H}{W_T}$$

$$\frac{I_T}{I_L} = \frac{4.374}{4.245} = 1.030 \cong \frac{W_T}{W_L}$$

$$\frac{I_H}{I_L} = \frac{7.245}{4.245} = 1.707 \cong \frac{W_H}{W_L}$$

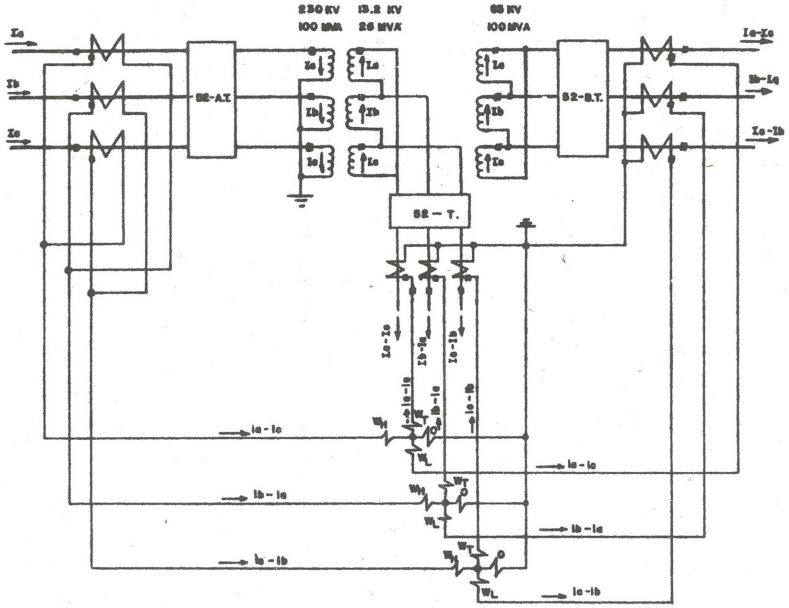


Fig. 4.12.- Diagrama de la protección diferencial para un transformador de tres devanados con conexión estrella-delta-delta.

f) Los taps de ajuste del relevador se seleccionan utilizando la tabla 4-I empezando con la relación mas alta:

$\frac{I_{RH}}{I_{RL}} = 1.707$, la relación de taps mas cercana es $5.0/2.9 = 1.724$

Por lo tanto se selecciona $W_H = 5.0$ y $W_L = 2.9$

Como siguiente paso se selecciona la siguiente relación de taps alta.

$\frac{I_{RH}}{I_{RT}} = 1.656$ habiendo seleccionado $W_H = 5.0$, la relación de taps puede ser $5.0/2.9 = 1.724$, donde $W_T = 2.9$

g) Cálculo del porciento de error:

$$E_{HT} = \frac{\frac{7.245}{4.374} - \frac{5}{2.9}}{1.656} \times 100\% = \frac{1.656 - 1.724}{1.656} \times 100\% = 4.11\ \%$$

$$E_{TL} = \frac{\frac{4.374}{4.245} - \frac{2.9}{2.9}}{1.00} \times 100\% = \frac{1.03 - 1.00}{1.00} \times 100\% = 3.00\ \%$$

$$E_{HL} = \frac{\frac{7.245}{4.245} - \frac{5.0}{2.9}}{1.707} \times 100\% = \frac{1.707 - 1.724}{1.707} \times 100\% = 1.00\ \%$$

En algunas ocasiones, aún cuando las relaciones de corriente son menores de 3.0, se requiere de transformadores auxiliares para poder ajustar los relevadores.

Los transformadores de corriente auxiliares se conectan de manera que se reduzca la corriente que va al relevador. Considérese que el autotransformador (fig. 4.13) tiene un total de 100 vueltas. Obsérvense las corrientes -- del T.C. y al relevador.

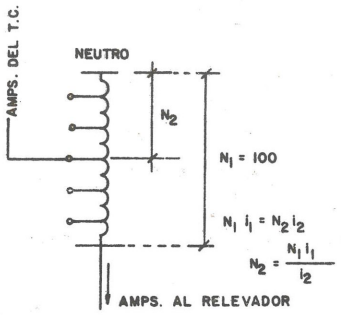


Fig. 4.13.- Autotransformador auxiliar de corriente utilizado para compensar corrientes en la protección diferencial.

La fig. 4.15 muestra la conexión de la protección diferencial para un transformador con conexión delta-delta. Como puede observarse los secundarios de los T.C. se conectan en estrella.

La protección diferencial para un transformador estrella-estrella se muestra en la fig. 4.16. Generalmente estos transformadores llevan un devanado terciario, la mayoría de las veces sin conexiones externas. Este devanado sirve para que el banco funcione como fuente de 3Io y también ofrece un camino a las corrientes de tercera armónica, ya que dicho devanado está conectado en delta.

Los T.C. de la protección diferencial se conectan en delta con el objeto de evitar la operación del relevador en caso de fallas externas a tierra, ya que en este caso el transformador funciona como fuente de 3Io. Las corrientes secundarias de secuencia cero se quedan circulando dentro de la delta.

En ocasiones cuando se necesita una fuente de tierra debido a la conexión delta del banco, se instala un banco de tierra con conexión zig-zag. Si di-

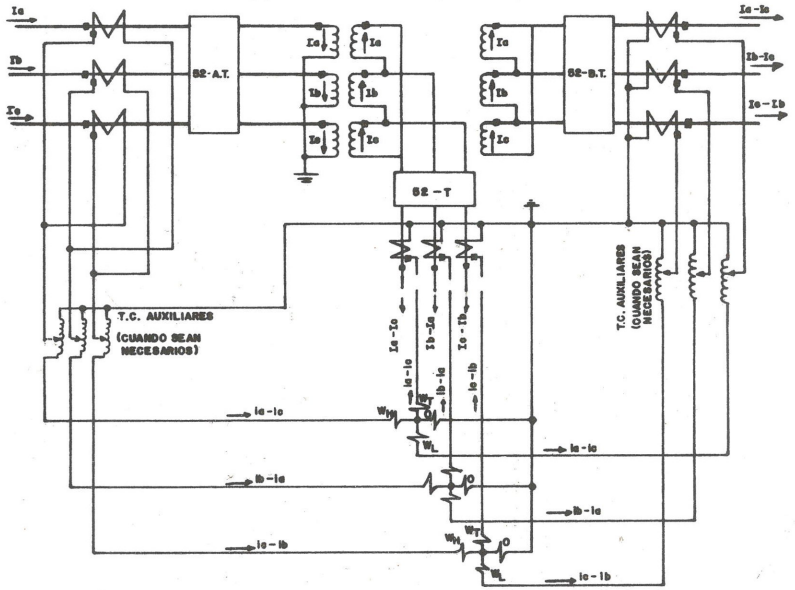


Fig. 4.14.- Diagrama de la protección diferencial para un transformador de tres devanados con conexión estrella-delta-delta, mostrando los transformadores de corriente auxiliares.

cho banco queda dentro de la protección diferencial, debe agregarse una - trampa de 3Io, como se muestra en la fig. 4.17, con el objeto de evitar la - operación incorrecta de la protección en caso de falla externa a tierra.

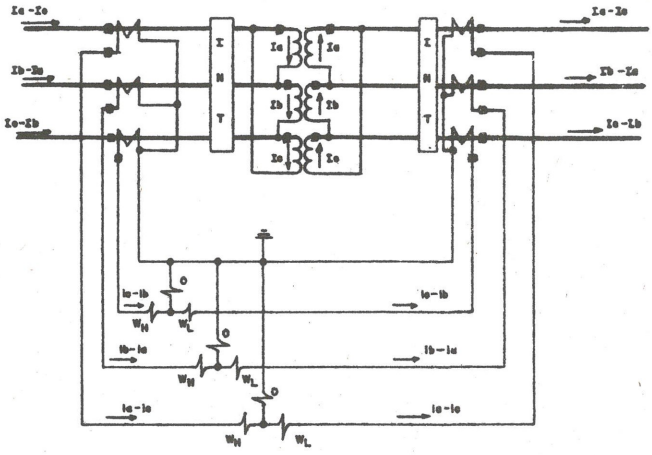


Fig. 4.15.- Diagrama de conexiones de la protección diferencial para un banco con devanados en delta-delta.

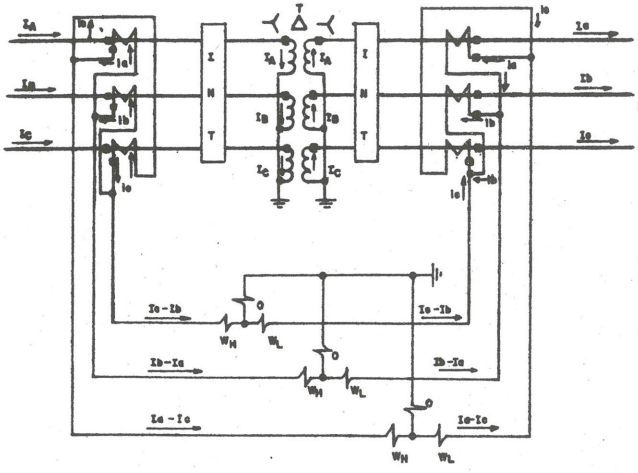


Fig. 4.16.- Conexión de la protección diferencial para un transformador con devanados en estrella-estrella.

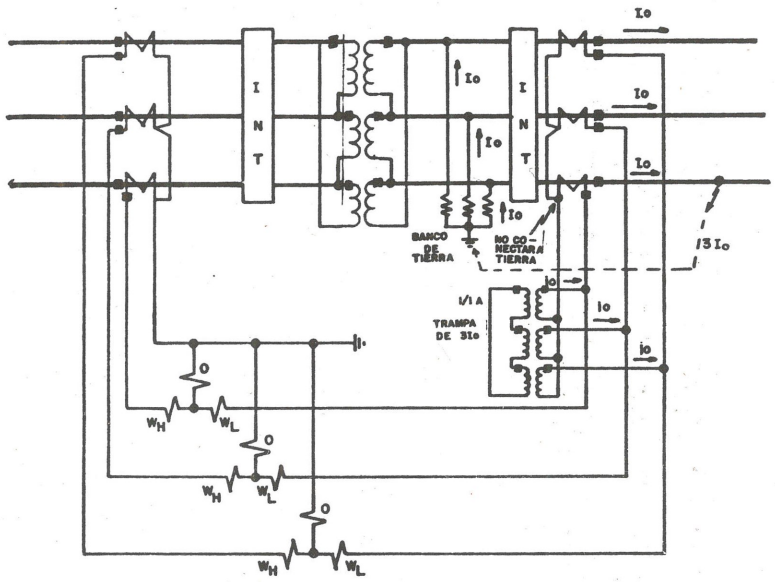


Fig. 4.17.- Conexión de la protección diferencial para un transformador con devanados en delta-delta incluyendo un banco de tierra dentro de la protección. Observese la trampa de 3Io formada por tres T.C. auxiliares.

4.3 Protección diferencial de autotransformadores.

En el caso de autotransformadores de potencia puede utilizarse la misma co- - nexión utilizada en bancos estrella-estrella (ver fig. 4.16). También puede utilizarse una protección diferencial de bajo porciento de pendiente (del tipo usado en generadores) conectada como se muestra en la fig. 4.18. Nótese que se utiliza la misma relación para los transformadores de corriente en las tres terminales de cada autotransformador.

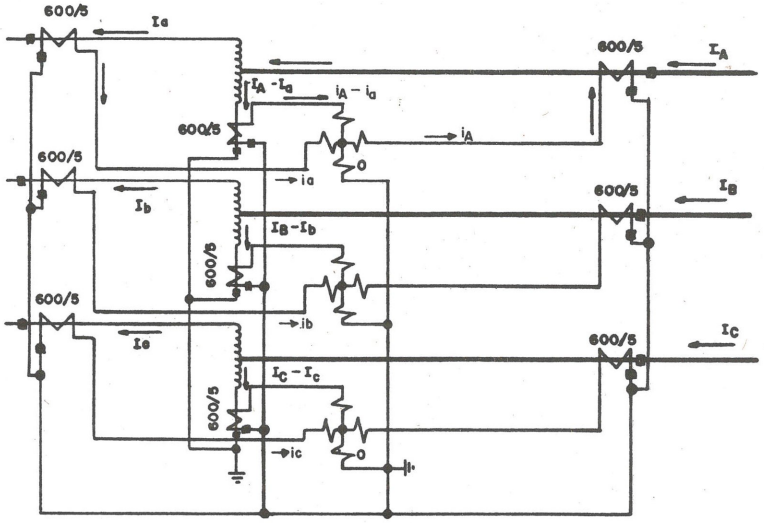


Fig. 4.18.- Diagrama de la protección diferencial para un autotransformador. Nótese que la señal de corriente del neutro se toma antes del cierre de la estrella.

La conexión puede hacerse también en forma monofásica, como se muestrs en la figura 4.19, es decir, debe haber tres circuitos similares al mostrado.

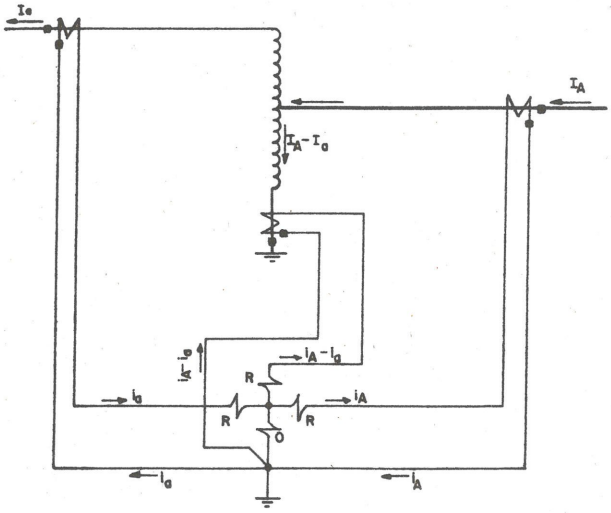


Fig. 4.19.- Conexión de la protección diferencial de un autotransformador en forma monofásica.

4.4 Protección por medio de relevadores accionados con gas (Buchholz).

Cuando ocurre un falla dentro del tanque de un transformador, generalmente se genera gas, generación que es lenta para una falla incipiente y violenta para fallas fuertes. La mayoría de los cortocircuitos que se desarrollan, se calientan inmediatamente hasta la temperatura del arco. El calor producido por la alta corriente local hace que se descomponga el aceite del transformador y se produzca un gas que puede aprovecharse para detectar las fallas en los devanados. Con base en lo anterior, se fabrican los siguientes relevadores.

1.- Relevador acumulador de gas, al que se le conoce como relevador de Buchholz, que es accionado por el gas formado.

2.- Relevador con régimen de elevación de presión, que actúa mediante la medición de la velocidad de formación de gas.

3.- Relevadores de presión y dispositivos de aligeramiento de presión, que actúan a partir de una medida de la presión total acumulada.

4.- Analizadores de gas, que actúan con base del análisis de los productos en descomposición.

El relevador Buchholz es la forma de protección más sencilla y de uso muy común en todos los transformadores provistos de conservador. Consiste en una cámara conectada en el lado superior del tramo de tubo que conecta al conservador del aceite con el tanque del transformador; esta cámara contiene dos flotadores cilíndricos, uno cerca de la parte superior y el otro opuesto al orificio del tubo que va al transformador (fig. 4.20).

En condiciones normales, los flotadores están arriba, pero al ocurrir, por ejemplo, una falla entre vueltas y producirse burbujas de gas por la descomposición del aceite, éstas salen del transformador en dirección al conservador. Al llegar al relevador de Buchholz, las burbujas son atrapadas y reducen por ello el nivel de aceite en la cámara, haciendo que caiga el flotador superior. Por lo general ésta es una caída lenta, y cuando el flotador ha caído una cierta medida predeterminada, se cierran dos contactos controlados por el flotador y producen una señal de advertencia audible y visual.

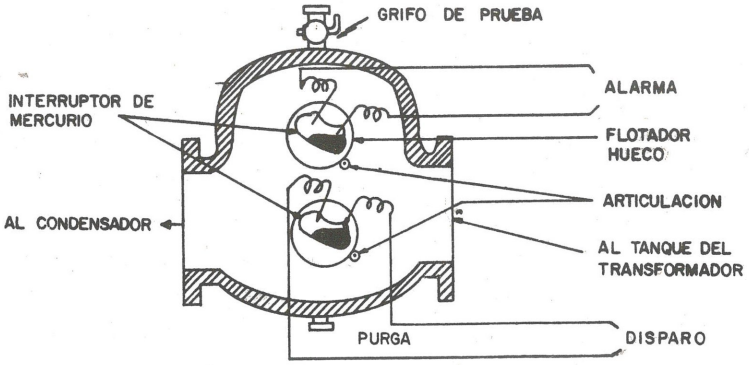


Fig. 4.20.- Relevador de Buchholz.

Sin embargo, si la falla es fuerte, el ascenso del gas y del aceite por el tubo arrastra al flotador inferior, el cual es empujado instántaneamente y hace operar sus contactos, disparando el interruptor. La fuga de aceite hace que opere el flotador superior, y si persiste, también hace operar al flotador inferior. Al hacer un cambio de aceite, debe tenerse el cuidado de evitar que se produzcan señales falsas.

La ventaja principal de los relevadores Buchholz consiste en que indican las fallas incipientes; por ejemplo, fallas entre vueltas o calentamiento del núcleo y, con ello, permiten que un transformador se puede retirar de servicio antes de que ocurra un daño grave.

4.5 Protección de respaldo de transformadores.

Una falla externa a un transformador da como resultado una sobrecarga que puede provocar falla en el transformador, si no se libra rápidamente. El transformador puede librarse antes de que ocurran daños, usando relevadores de sobrecorriente. En bancos pequeños los relevadores de sobrecorriente pueden usarse también, para proteger contra fallas internas, en bancos de potencia -- pueden usarse como protección de respaldo.

Los relevadores de sobrecorriente de fase se ajustan de manera que su corriente mínima de operación sea mayor que la del transformador cuando éste se encuentre sujeto a una sobrecarga por necesidades del servicio. Generalmente se utilizan relevadores de sobrecorriente con caractéristicas de tiempo inverso para una buena coordinación. Es común ajustar dichos relevadores de 150 a -- 200 % de la capacidad del transformador y con retardo para coordinar su operación con otros relevadores con los que se encuentren relacionados.

4.5.1 Esquema típico de proteccion para un transformador reductor.

La fig. 4.21 muestra un transformador reductor de 85 KV/23 KV con dos alimentadores, estos últimos generalmente están provistos de una protección primaria con relevadores de sobrecorriente de fase y tierra. Generalmente se utilizan únicamente dos relevadores para la detección de fallas entre fases, ya que es obvio que un cortocircuito entre fases abarca por lo menos dos fases - involucrando, según el diagrama, a un relevador cuando la falla ocurra entre las fases A y B ó B y C y a dos relevadores cuando la falla ocurra entre las fases A y C.

El relevador 51-T, actúa como protección de respaldo de tierra, tanto del devanado de baja tensión del transformador como de los alimentadores. Si el interruptor de un alimentador no abre al ocurrir una falla en dicho alimentador, el relevador 51-T detecta la falla (en un tiempo mayor que el 51-N del alimentador) enviando disparo a los interruptores del banco. Los relevadores de sobrecorriente del lado de alta tensión del banco (51-1 y 51-2) actúan como protección de respaldo del propio banco y parcialmente como protección de -- respaldo del alimentador, ya que mientras mas alejada se encuentre la falla -

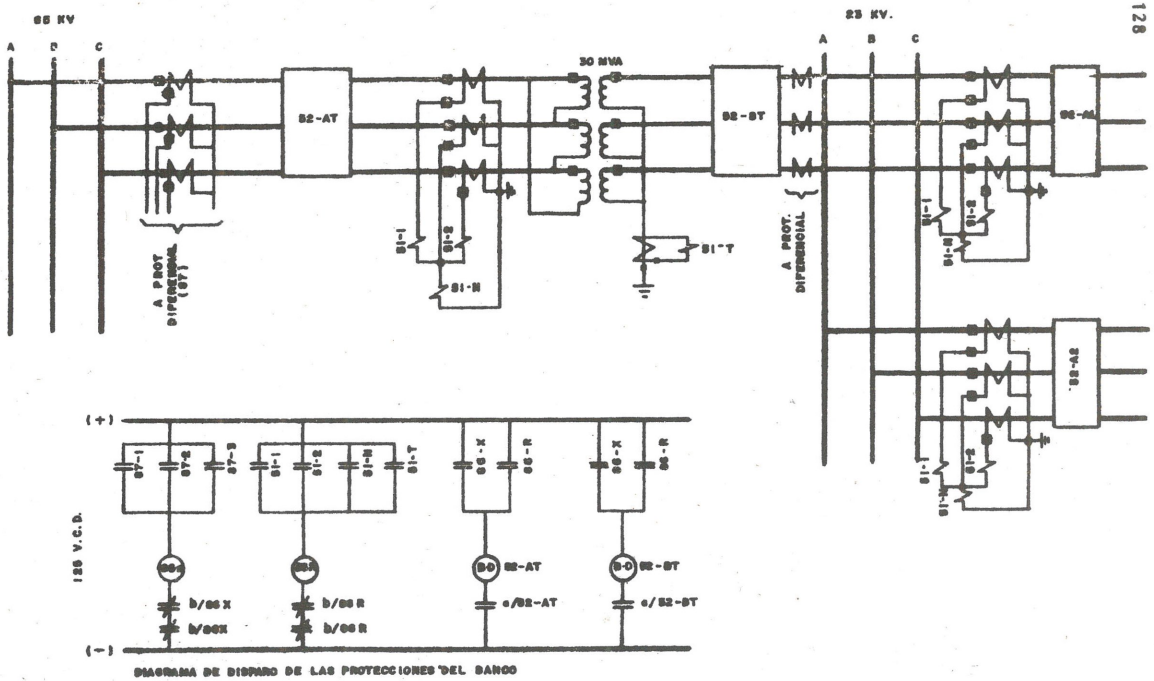


Fig.4.21.- Diagrama de protección de un transformador reductor de 30 MVA con dos alimentadores y diagrama de disparos.

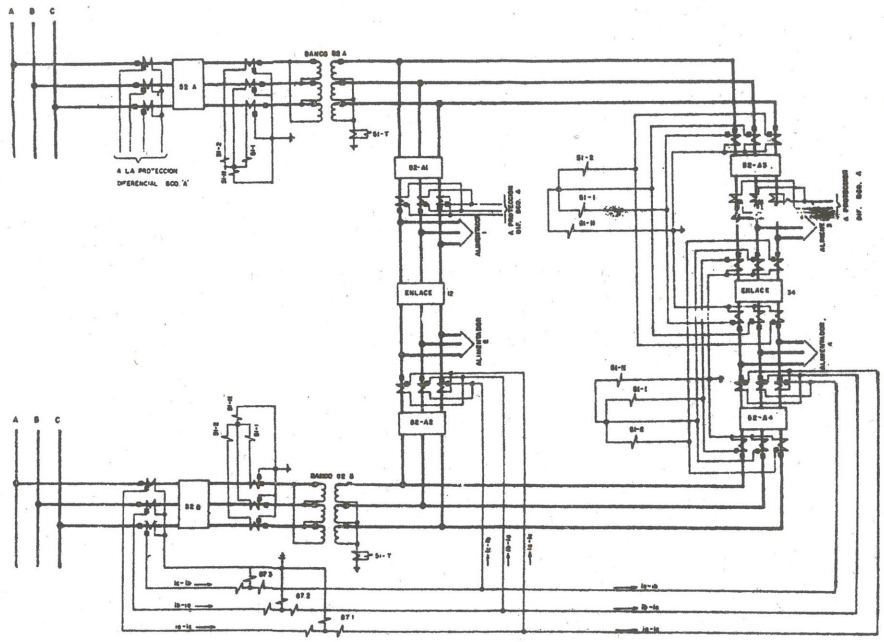


FIG. 4.22.- Diagrama de dos bancos de 30 MVA 85 KV/23 KV, con arreglo de alimentadores en anillo. Se muestra únicamente la conexión de las protecciones para una bahía de alimentadores. La carga máxima de cada alimentador es de 7 MVA.

menor será la magnitud del cortocircuito. El relevador 51-N del banco actúa como protección de respaldo en caso de fallas a tierra en el devanado en delta.

En la fig. 4.22 se muestran dos bancos de 85/23 KV con alimentadores en un arreglo llamado en anillo. Como puede observarse en primer lugar, el banco no tiene interruptor propio por el lado de 23 KV, el cual no es necesario debido al arreglo. La protección diferencial recibe la señal de corriente de los T.C. de 23 KV instalados en los interruptores propios de cada uno de sus alimentadores. Los alimentadores se agrupan por pares interconectándose a través de un interruptor de enlace el cual se encuentra normalmente abierto y solo se cierra en caso de falla de un banco, para llevar la carga del alimentador a través del banco que permanece en servicio. Como puede observarse, se ponen en paralelo los T.C. del interruptor propio con los T.C. de enlace para conectar la protección de cada alimentador, de esta manera, independientemente de la forma en que se opere el alimentador; los relevadores recibirán siempre la corriente correspondiente a la corriente del alimentador, tomando en cuenta la relación de los transformadores de corriente, la cual obviamente debe ser la misma en los dos grupos.

CAPITULO V

5 PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION

Las líneas de transmisión son el punto de unión entre las diferentes partes del sistema de potencia y el equipo asociado, la energía se genera a bajos voltajes y se eleva a voltajes más altos para -- transmitirlo a diferentas subestaciones donde se vuelve a reducir el voltaje para distribuirlo a los usuarios de tipo industrial, comercial y residencial.

Según el voltaje de operación las líneas se clasifican de la si---- guiente manera:

Líneas de distribución	34.5 KV y menores.
Líneas de subtransmisión	34.5 KV a 138 KV.
Líneas de transmisión	85 Kv en adelante.

El tercer grupo se clasifíca a su vez en:

Líneas de alta tensión	85 KV a 230 KV.
Líneas de extra alta tensión	345 KV a 765 KV.
Líneas de ultra alta tensión	mayores de 765 KV.

La experiencia ha demostrado que la mayoría de las fallas de un - sistema de potencia ocurren en las líneas de transmisión y si las fallas no se libran rápidamente pueden causar la pérdida de estabilidad del sistema o un daño mayor y probablemente daño al personal, por esta razón deben protegerse adecuadamente, en base a sus características, longitud e importancia. Los esquemas de protección más ampliamente usados en México son los siguientes:

PROTECCION PRIMARIA
Protección diferencial con hilo piloto.
Protección por comparación de fase con onda portadora (carrier),

o hilo piloto con audio tonos.
Protección por comparación direccional con relevadores de distancia y onda portadora, o hilo piloto con audio tonos.

PROTECCION DE RESPALDO
Protección de distancia.
Protección de sobrecorriente direccional de fase y tierra.

Los esquemas mencionados se describen en este capitulo

5.1 PROTECCION PRIMARIA

5.1.1 Protección Diferencial con Hilo piloto

En la protección diferencial de hilo piloto, se utiliza un circuito de comunicación (un par de conductores) para comparar las condiciones del sistema en las terminales de la línea de transmisión. Este método permite librar fallas en forma selectiva y a alta velocidad.
El libramiento de la falla a alta velocidad tiene las siguientes ventajas: limita las posibilidades de daño del conductor por sobrecarga, mejora la estabilidad transitoria del sistema, permite el uso del recierre de alta velocidad, lo cual es muy útil ya que reduce el tiempo fuera o las condiciones de bajo voltaje en las zonas de carga cercanas.
La protección diferencial de hilo piloto es similar a la protección diferencial de transformador, la diferencia estriba en que, en lugar de compararse las corrientes de las tres fases, únicamente se compara un voltaje monofásico de 60 Hz representativo de una terminal de la línea con otro voltaje similar del otro extremo de la línea a través de un par de conductores denominado " par de hilo piloto ". Este sistema es más económico que la mayoría de los sistemas piloto. Utiliza únicamente T.C., no son necesarios los transformadores de potencial y no

requiere equipo auxiliar de comunicación para transmitir y recibir información. El relevador diferencial de hilo piloto -- usa un filtro compuesto (ver inciso 2.2.4)para convertir las fuentes trifásicas en cada terminal de una línea de dos ó -- tres terminales en un voltaje monofásico. El voltaje monofásico de cada terminal se compara con las terminales remotas a -- través del par de hilo piloto para determinar si la falla está dentro de la línea protegida, la figura 5.1 muestra un circuito típico para una línea de dos terminales.

En condiciones normales o de falla externa los voltajes de salida de los filtros "V_A" y "V_B" tienen la polaridad mostrada en la figura 5.1. Las polaridades de "V_A" y "V_B" permiten una corriente circulante a través de las bobinas de restricción y el hilo piloto. Circulando tambien una muy pequeña corriente a través de las bobinas de operación puesto que la corriente de restricción es considerablemente más alta que la de operación.

Cuando ocurre una falla interna uno de los voltajes del filtro de secuencia se invierte. Para el arreglo mostrado en la figura 5.1, "V_B" invierte su polaridad. Con los voltajes "V_A" y "V_B" en oposición, la mayor parte de la corriente fluirá a través de las bobinas de operación. Puesto que el par de operación es ahora mayor que el par de restricción, los relevadores operan en ambas terminales.

Las bobinas de restricción y de operación se bobinan en la pierna central de una unidad polar de corriente directa y se energizan a través de puentes rectificadores de onda completa. El voltaje de salida del filtro se imprime sobre un transformador de saturación el cual en combinación con un diodo zener limita la energía aplicada al hilo piloto.

5.1.2 Protección por Comparación de Fase con Onda Portadora (con equipo carrier ó Hilo Piloto con Audiotonos.

La protección diferencial de hilo piloto tratada en el inciso 5.1.1 se aplica únicamente en líneas cortas ya que la longitud del hilo piloto queda alimentada por la resistencia del mismo

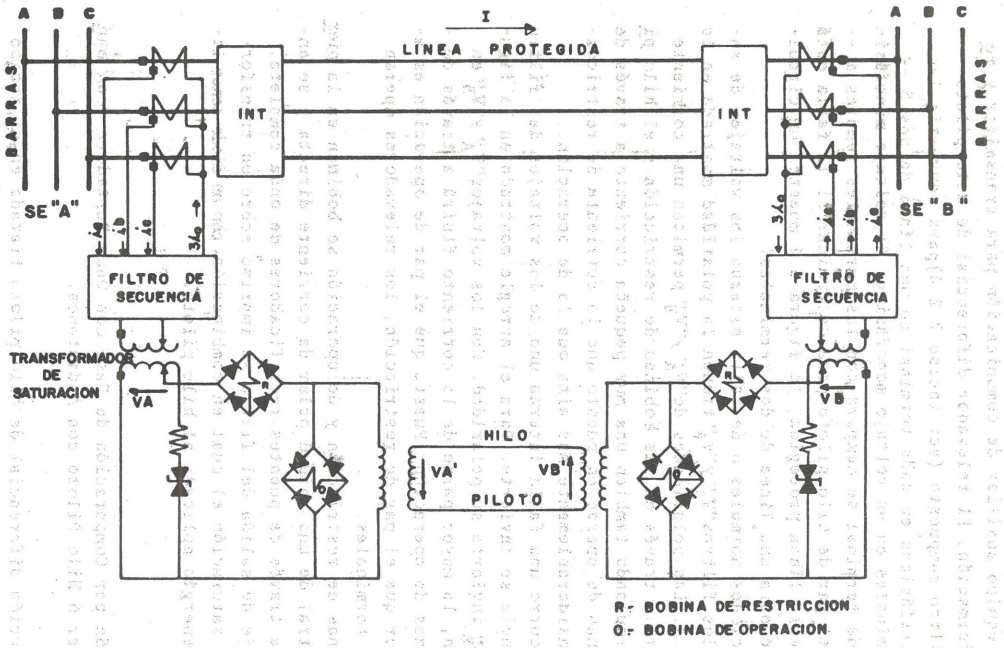


Fig. 5.1.- Esquema de la protección diferencial de hilo piloto.

hasta un límite dado por el fabricante del relevador de manera que no afecte los límites de ajuste del relevador. Por este-- motivo para el caso de líneas largas es necesario utilizar canales de comunicación de una terminal a otra, los tipos de canales pilotos utilizados en esquemas de protección son:

a).- Equipo de onda protadora que utiliza radiofrecuencias bajas transmitidas por la misma línea de transmisión.

b) Hilo piloto que utiliza audiofrecuencias (tonos) que pue-- den ser instalados en forma particular o utilizando un par - de hilos de la compañía de telefonos.

5.1.2.1 Canales de comunicación de onda portadora.

La onda portadora es la técnica por la cual las bajas frecuencias de radio se propagan sobre conductores metálicos, mientras que la radio usa el espacio libre para su medio de comunicación. por lo tanto, la onda portadora utiliza, cables, líneas de transmisión de alta tensión o cualquier otro circuito metálico capaz de propagar este tipo de energía.

El uso de líneas de transmisión como medio de propagación para corrientes portadoras recibe el nombre de "Onda Portadora" (power Line Carrier). Hay una similitud entre la onda portadora y el sistema de transmisión de dos alambres, aunque las condiciones de propagación son diferentes debido a que la línea de trans misión tiene tres alambres y algunas veces uno o mas hilos de tierra. Por ejemplo, puesto que las líneas de transmisión son robustas y usan conductores grandes espaciados ampliamente, dan alta confiabilidad y muy baja atenuación a las señales de onda portadora.

El rango de frecuencia utilizado en la onda portadora es de 30 a 300 KHz. este rango de frecuencia es suficientemente alto pa-

ra que quede aislado de la frecuencia del sistema que es de 60 Hz y del ruido que este produce, sin embargo no es tan alto como para tener una atenuación excesiva.

Aunque se pueden utilizar frecuencias menores de 30 KHz, es difícil acoplarlos eficientemente a la línea usando condensadores de acoplamiento. La diferencia primaria entre la transmisión de -- energía eléctrica (sistema de potencia) y la transmisión de una onda portadora es su frecuencia de operación.

En los ultimos 15 años la onda portadora se ha usado para comparación entre dos o mas subestaciones de esquemas de protección - y ha continuado hasta la fecha como fiel sirviente de la protección por relevadores.

El equipo de onda portadora ha sido de gran ayuda en la transmisión y control de carga, lo cual es vital para la operación eficiente sobre grandes sistemas de potencia. El equipo de onda portadora y sus aplicaciones han evolucionado considerablemente en los ultimos años. El equipo de amplitud modulada (AM) fue usado casi exclusivamente en los primeros años, posteriormente se uso la frecuencia modulada (FM) y mas recientemente la modulación de banda lateral única (BLU) ha sido empleada.

Las aplicaciones de la onda portadora actualmente incluyen canales para relevadores de protección, telemedición, control de frecuencia, control de carga, control supervisorio, localización de fallas y algunos otros servicios, además de su primera aplica- - ción que fue la comunicación de voz. Puede decirse con seguri-- dad que la onda portadora se ha vuelto indispensable para la o-- peración de la mayoría de los grandes sistemas de potencia.

Debe tenerse en cuenta además que el equipo multicanal de banda lateral única (BLU) ha permitido muchas aplicaciones tipo"multi- servicio". Por ejemplo, un equipo BLU de cuatro canales puede - suministrar a bajo costo un "servicio total" con un espectro de frecuencia reducido grandemente.

5.1.2.1.1 Componentes de un equipo de onda portadora

Un sistema de onda portadora consta de tres partes distintas:

1) El equipo terminal que consta de transmisores, receptores y componentes asociados.

2) Los equipos de acoplamiento y sintonía que permiten conectar las terminales a puntos seleccionados del sistema de alta tensión.

3) El sistema de alta tensión en sí, el cual provee un camino adecuado para la transmisión de la señal de alta frecuencia entre las terminales. En cada terminal se requiere de uno o más transmisores y/o receptores, dependiendo del número de funciones que van a ser manejadas.

El acoplamiento de los conductores del sistema e potencia se logra con condensadores de acoplamiento de alto voltaje los cuales sirven para conducir las señales portadoras a la vez que bloquean el sistema de potencia de 60 Hz del equipo de onda portadora.

En los puntos intermedios entre terminales puede requerirse "puentes" de las señales de onda portadora alrededor de discontinuidades tales como interruptores y transformadores. En este caso el acoplamiento se hace a ambos lados de la discontinuidad y para completar el camino de la onda portadora se utiliza un equipo de sintonización de línea, sintonizado a las frecuencias de onda portadora entre los puntos de acoplamiento.

Las trampas de onda se insertan entre los conductores de la línea de alta tensión para disminuir las pérdidas de la onda portadora en líneas extrañas y para dirigir las señales sobre la sección de línea deseada. Eligiendo adecuadamente las frecuencias de onda portadora pueden operarse varios servicios sobre los mismos conductores de línea sin interferencia. Frecuentemente, algunos de

los equipos de onda portadora pueden usarse en común por dos o - mas servicios, disminuyendo la inversión (o los costos). El equipo terminal es usualmente el mismo, sin importar la longitud de la línea, excepto la potencia de salida del transmisor la cual -- generalemente varía en el rango de 1 a 20 watts y ocasionalmente se tiene potencia de salida de 100 watts.

La fig. 5.2 muestra un diagrama básico de bloques de un sistema - de comunicación de onda portadora de fase a tierra que incluye 3 subestaciones. En este ejemplo la transmisión de la información se efectúa entre la estaciones "A" y "C" pasando por una subestación intermedia "B".

El equipo requerido para lograr este arreglo son:

1) Un transmisor de onda portadora
2) Un medio para aislar la onda portadora del alto voltaje de la línea de alta tensión y que además transfiere la señal de onda portadora hacia la línea y de la línea (trampa de onda, condensador de acoplamiento y sintonizador de línea).
3) La línea de alta tensión
4) Un receptor

5.1.2.1.2 Descripción de los componentes

a) Condensadores de acoplamiento y condensadores de acoplamiento con dispositivos de potencial.

Desde el comienzo del desarrollo de los sistemas de onda portadora el dispositivo de acoplamiento ha sido el condensador de - papel relleno de aceite usualmente hecho de un gran número de secciones conectadas en serie hasta lograr el voltaje nominal deseado. Los condensadores construidos de esta manera son acoplados mecánicamente para obtener unidades de clase de aisla-- miento más alto.

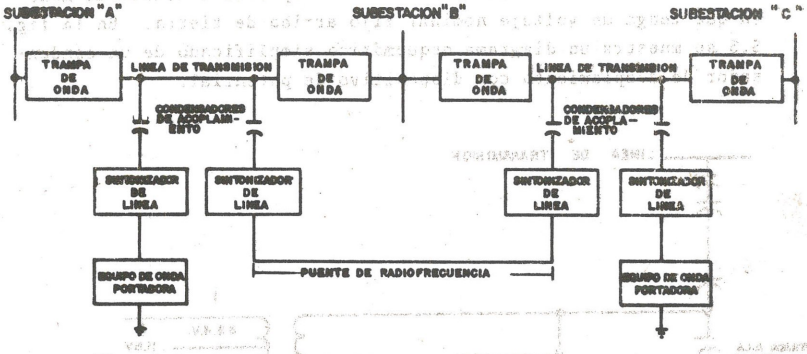


Fig. 5.2.- Diagrama de bloques de un sistema de onda portadora.

Cada condensador de acoplamiento está montado sobre una base metálica para lograr una instalación conveniente sobre la estructura de acero de una subestación y para tener espacio y medios para lograr la conexión de la terminal inferior del condensador. Usualmente la base metálica contiene lo siguiente:

1) Una bobina de drenaje de 60 Hz

2) Unos electrodos de protección

3) Un switch de puesta a tierra

4) Toda o parte de la red de acoplamiento de onda portadora

5) Elementos de un dispositivo de potencial acoplado a un condensador (el cual se describe a continuación).

Los condensadores de acoplamiento estan provistos de una derivación (tap) que puede ser usado como una fuente de voltaje para un dispositivo de potencial o tienen un condensador auxiliar en serie en su base con el mismo fin. Este tap está diseñado de manera que tenga un voltaje nominal fijo arriba de tierra. En la fig. 5.3 se muestra un diagrama esquemático simplificado de un condensador de acoplamiento con dispositivo de potencial.

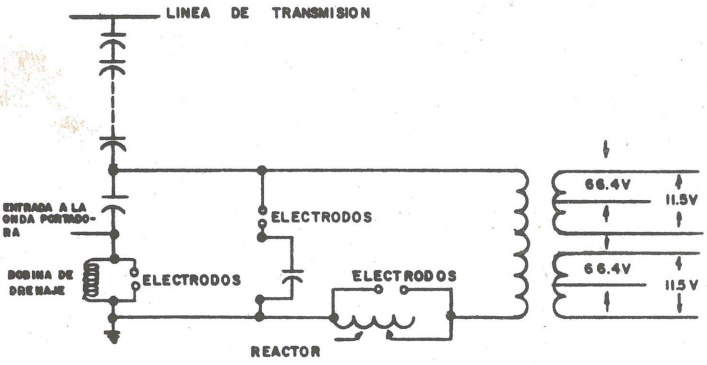


Fig. 5.3.- Condensador de acoplamiento con dispositivo de potencial.

El dispositivo de potencial capacitivo es un equipo transformador de voltaje conectado entre fase y tierra de un circuito de alto voltaje que sirve para dar bajos voltajes en sus devanados secundarios para la operación de relevadores e instrumentos. Es esencialmente un condensador divisor de voltaje con medios para ajustar la relación de transformación al valor deseado y ajustar el voltaje secundario de manera que queda en fase con el voltaje primario.

b) Trampas de onda

Cuando el equipo de onda portadora se acopla a la línea de transmisión, es deseable que la línea de transmisión se parezca lo -

más posible a una línea de dos terminales simple como la que se usa en un circuito de comunicación. Esta semejanza debe mantenerse independiente de las condiciones de falla y de switcheo, ya que cualquier anomalía disminuirá la salida del canal. Un -- ejemplo típico de tal condición es una sección de línea de transmisión que tiene taps en algunos puntos de las dos terminales.- Dependiendo de la longitud de la línea, de la frecuencia que se esté utilizando un tap puede actuar como un cortocircuito o como un circuito en paralelo de baja impedancia en el punto de unión. Para disminuir este efecto puede conectarse una trampa de onda en serie con el tramo de línea en el punto de unión.

Una trampa de onda es generalmente un circuito resonante en paralelo que se conecta en serie con un circuito de baja impedancia, una barra o una línea de manera que la porción del circuito presentará una impedancia relativamente alta a una o mas frecuencias deseadas. Esto disminuirá la pérdida de señal a través del equipo de baja impedancia. En la fig. 5.4 se muestra el diagrama de la trampa de onda de una sola frecuencia.

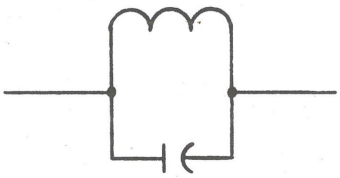


Fig. 5.4.- Trampa de onda de una sola frecuencia.

Existen también trampas de onda de dos frecuencias y de banda ancha, las cuales tienen una mejor aplicación.

Las trampas de onda sirven también para dar aislamiento a la frecuencia de onda portadora deseada entre las líneas de transmisión y los interruptores, transformadores y equipos similares localizados en subestaciones. Por lo anterior si ocurre una falla en cualquier equipo de la subestación o en otra línea, la señal de onda portadora no se pierde a través de la falla. Esto es muy importante para sistemas de protección con relevadores que utilizan la señal de onda portadora para la transmisión de datos de comparación entre las dos terminales. Si la línea de transmisión no se aisla de esta manera, los relevadores de protección pueden disparar los interruptores erróneamente.

Hay muchas otras aplicaciones donde se requieren dispositivos de alta impedancia y la trampa de onda cumple con esta función, haciendola una parte muy necesaria de muchos sistemas de onda portadora.

Sin embargo debe tomarse en cuenta que las trampas de onda no aislan la señal completamente a una línea en particuar y no es suficiente para evitar la interferencia en líneas adyacentes.

5.1.2.1.3 Sintonía (Line Tuners)

a) Sintonizador de una sola frecuencia

El condensador de acoplamiento, como se dijo anteriormente sirve para acoplar la señal de onda portadora a la línea pero agrega una reactancia capacitiva en la trayectoria de la señal. Con el objeto de acoplar eficientemente la señal de onda portadora a la línea de alta tensión, esta reactancia capacitiva debe ser compensada con una reactancia inductiva con el objeto de que el circuito presente una carga resistiva únicamente, al transmisor de onda portadora.

Dicha inductancia se conecta en serie y es ajustable, como se muestra en la fig. 5.5. Esta inductancia se sintoniza de manera que su reactancia inductiva (XL) sea igual a la reactancia del condensador de acoplamiento (XC), formando un circuito resonante en serie a la frecuencia de onda portadora deseada. En este circuito resonante en serie, XL=XC y están defasados 180°, por lo tanto a la frecuencia de resonancia se cancelan una a otra resultando una impedancia muy baja (la cual corresponde a la componente resistiva del inductor y capacitor).

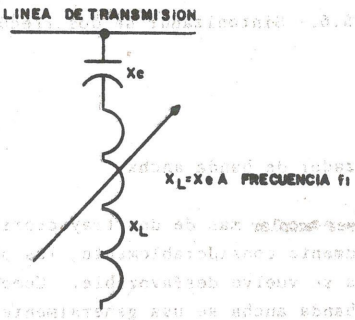


Fig. 5.5.- Sintonizador de línea de una sola frecuencia.

b) Sintonizador de dos frecuencias

El circuito resonante descrito anteriormente es adecuado para acoplar una sola frecuencia a la línea. Si se desea acoplar dos frecuencias a una misma línea el sintonizador debe modificarse agregándole otro circuito tal como se muestra en la fig. 5.6. En este caso los filtros se insertan en cada trayectoria para evitar que circulen todas las frecuencias excepto la frecuencia resonante de esa trayectoria.

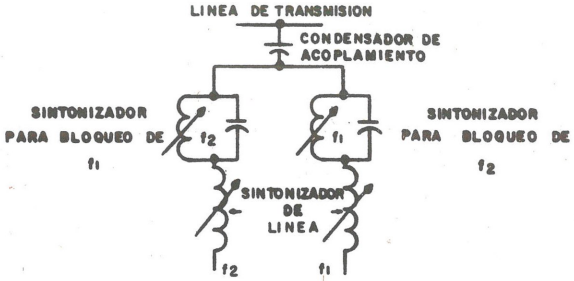


Fig. 5.6.- Sintonizador de dos frecuencias.

c) Sintonizador de banda ancha

Si se desea acoplar mas de dos trayectorias resonantes la complejidad aumente considerablemente, las pérdidas se elevan y la economía se vuelve desfavorable. Como resultado el sintonizador de banda ancha se usa generalmente cuando mas de dos grupos de frecuencias van a ser acopladas a la línea. Cuando es necesario usar mas de dos canales de onda portadora con el mismo condensador de acoplamiento, la unidad resonante del sintonizador debe ser remplazada por un filtro de banda ancha fijo o ajustable.

Filtro de banda ancha. La fig. 5.7 muestra una aplicación del filtro de banda ancha. En esta aplicación las tecnicas de filtrado se usan de manera que se obtenga un paso de banda lo suficientemente ancha para dejar pasar cualquier frecuencia entre 50 y 200 KHz. El filtro de banda ancha también proporciona una impedancia de ajuste entre la línea y el equipo terminal pero no tiene los medios necesarios para aislar cada uno de los canales que pueden conectarse a él por lo tanto es necesario usar además, unidades separadas en serie L/C, híbridos o filtros para lograr la separación requerida.

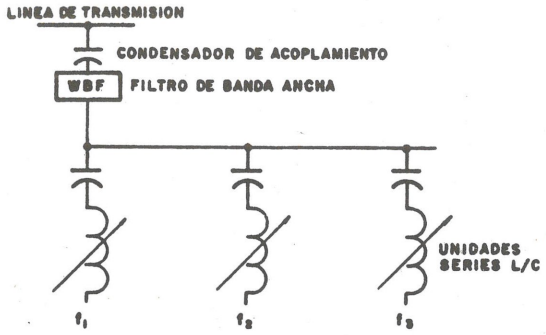


Fig. 5.7.- Sintonizador de banda ancha usando filtro de banda ancha.

Híbridos.- En este punto, problemas como productos de la intermodulación que causan interferencia en los receptores y carga en los transmisores en paralelo debe ser considerada. Para ayudar a reducir estos problemas, se usan generalmente los híbridos cuando más de dos frecuencias son acopladas a una sola línea (ver fig. 5.8).

El sintonizador de banda ancha con híbridos ofrece varias ventajas.

1) Evita que los transmisores terminales tengan interferencia con los receptores asociados permitiendo el aumento de la sensibilidad del receptor.

2) Reducen los productos de la intermodulación los cuales causan interferencia en los receptores, permitiendo que la sensibilidad de los receptores aumente aún mas.

3) Aumentan la potencia que el transmisor entrega a la línea evitando la carga del transmisor cuando se tiene combinaciones en paralelo.

4) Proveen un máximo rechazo a un mínimo espaciamiento de frecuencia.

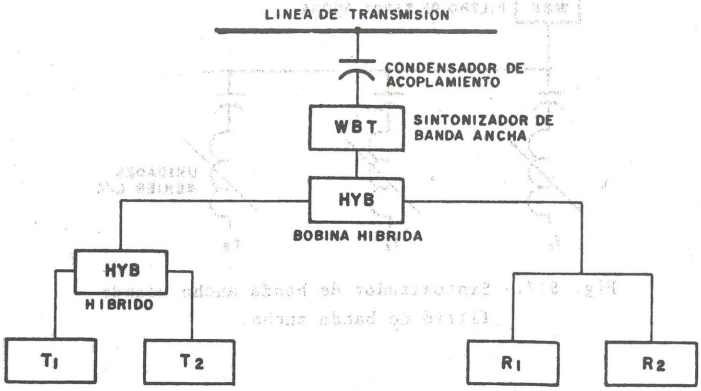


Fig. 5.8.- Sintonizador de banda ancha usando híbridos.

5.1.2.1.4 Transformadores de ajuste de impedancia

El ajuste final de todo el circuito de acoplamiento es el transformador de ajuste de impedancia. Este transformador tiene por objeto acoplar la baja impedancia (aproximadamente 50 ohms) del equipo de onda portadora a la impedancia de la línea de transmisión (impedancia característica), normalmente en el rango de 400 a 500 ohms.

Los transformadores de ajuste de impedancia tienen taps de manera que la relación pueda ajustarse.

5.1.2.2 Tipo de señales

Los problemas de la onda portadora tales como su susceptibilidad al ruido de la línea y el espectro de frecuencia limitado, ha --

ayudado a evolucionar el tipo de equipo usado. En general aumentando la frecuencia del equipo de amplitud modulada (AM) no resuelve satisfactoriamente estos problemas. Por lo cual se han utilizado posteriormente otros dos sistemas de transmisión fundamentalmente diferente del sistema AM los cuales son: La frecuencia modulada (FM) y la banda lateral únida (BLU). Las señales AM, FM y BLU son descritas y comparadas en los incisos siguientes.

5.1.2.2.1 Amplitud modulada (AM).

En la amplitud modulada una señal portadora de amplitud y frecuencias constantes se modula variando su amplitud en proporción a la amplitud de una señal moduladora de algún tipo como voz, tono, etc. La señal resultante queda formada de la señal portadora original conservando la misma frecuencia pero variando su amplitud en relación directa a la amplitud de la señal moduladora (ver fig. 5.9).

La señal modulada resultante contiene la frecuencia portadora original más otras frecuencias arriba y abajo de la frecuencia portadora. Estas frecuencias son conocidas como bandas laterales y estan localizadas a una distancia (en frecuencia) de la frecuencia portadora, igual a la frecuencia de la onda moduladora.

Para una modulación senoidal del 100% la amplitud de cada banda lateral es la mitad de la señal portadora y contiene un cuarto de la potencia contenida en la señal portadora. Además la potencia total promedio de la modulación completa es de 1.5 veces la potencia portadora sin modular.

Cuando la señal portadora se modula por una señal compleja (habla, musica, etc.) las bandas laterales resultantes ocupan el mismo ancho de banda que la señal moduladora, y cada banda lateral contiene la misma inteligencia (la misma información).

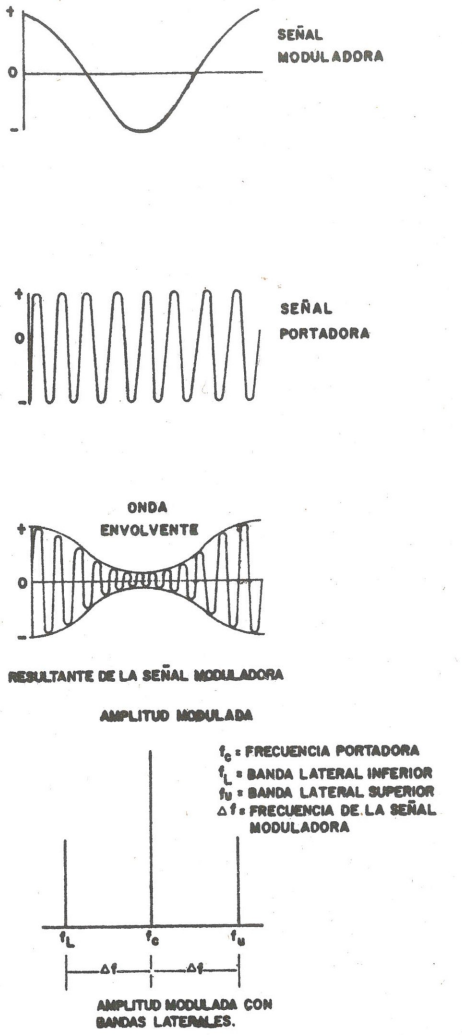


Fig. 5.9.- Señal de amplitud modulada.

Puesto que la señal portadora y sus bandas laterales son también transmitidas, el receptor asociado debe tener un ancho de banda lo suficientemente amplio para aceptar las bandas laterales. -- Puesto que cada conjunto de banda lateral ocupa un ancho de banda adyacente a la señal portadora la cual alcanza la mas alta -- frecuencia en la señal moduladora, el ancho de banda requerido para una transmisión AM es igual a dos veces la frecuencia de la señal de modulación mas alta transmitida.

En la modulación por amplitud el receptor responde solamente a - los cambios de amplitud de la portadora. Por lo tanto los cambios en fase o ligeros cambios en la frecuencia portadora no producen salida audible en el receptor. Puesto que el ruido de la línea es principalmente un defecto de amplitud, el equipo AM es susceptible a la interferencia de este ruido. También contribuyen a la susceptibilidad de los receptores de AM la amplitud pasabanda requerido. Mientras mas ancho es el pasabanda del receptor mas energía pasará y mayor será el efecto del ruido.

5.1.2.2.2 Frecuencia modulada (FM)

En la modulación por frecuencia la señal portadora se modula variando su frecuencia con una cantidad proporcional a la amplitud de la señal moduladora y al valor nominal de la frecuencia moduladora.

Distintamente de las dos bandas laterales en igual cantidad arriba y abajo de la señal portador si el grado de modulación es la magnitud suficiente. La fig. 5.10 muestra el primer conjunto de bandas laterales separadas de la portadora por una distancia (en frecuencia) igual a la frecuencia de la onda moduladora, el segundo conjunto esta separado dos veces esta cantidad y el tercer conjunto tres veces esta cantidad, etc.

La cantidad máxima de desplazamiento de frecuencia determinada - por el diseño del equipo FM se conoce como desviación de frecuen-

FIG. 225 FRECUENCIA MODULADA

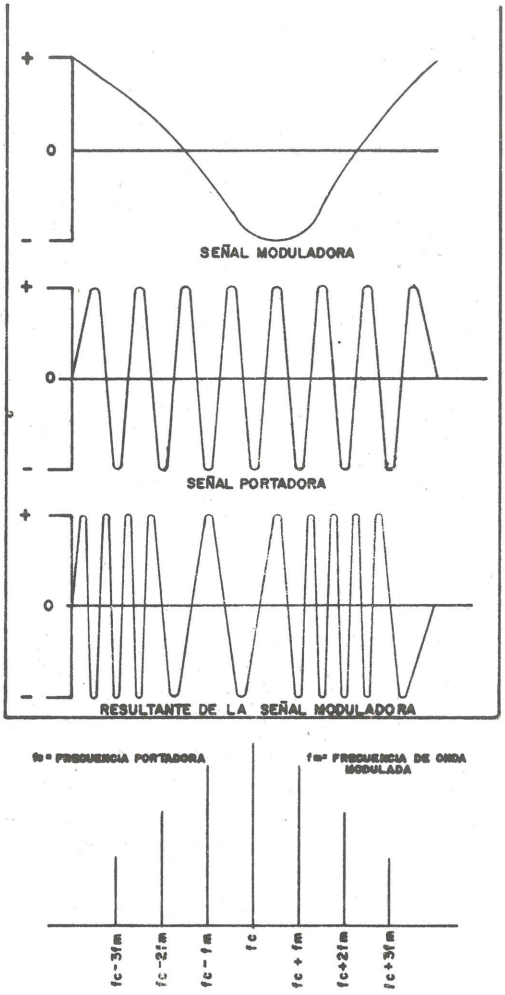


Fig. 5.10.- Bandas laterales de la modulación en frecuencia.

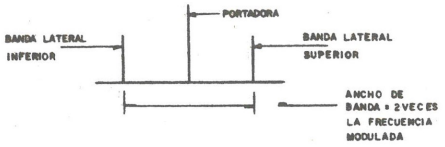
cia. Un termino importante utilizado en la modulación por frecuencia es el "indice de modulación" el cual es la relación de la desviación de frecuencia a la frecuencia moduladora mas alta.

El ancho de banda requerido para la transmisión FM es parcialmente dependiente del índice de modulación. Con un índice de modulación mayor que la unidad, el ancho de banda es igual a dos veces la desviación de frecuencia. A medida que el índice de modulación disminuye a un valor que la unidad, el ancho de banda se vuelve aproximadamente dos veces la frecuencia moduladora, la cual tiene el mismo ancho de banda que el requerido para la amplitud modulada. La ventaja principal de la transmisión FM es su mejoría en la señal a ruido la cual aumente al aumentar el índice de modulación. También cuando dos señales FM dentro de la misma banda de frecuencias aparece a la entrada del receptor, la señal de nivel mas alto es aceptada y otra es esencialmente descartada.

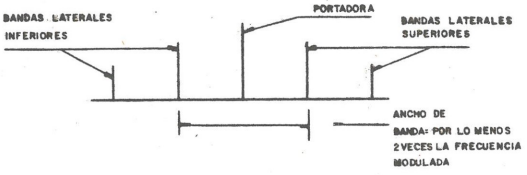
5.1.2.2.3 Sistemas de banda lateral única (BLU)

La banda lateral única es un tipo de amplitud modulada en el que la onda modulada varía en amplitud en relación directa a la amplitud de la onda moduladora.

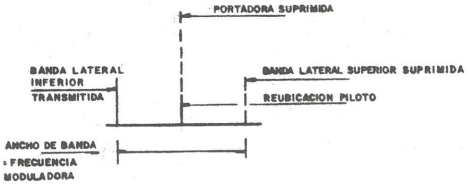
Sin embargo la onda modulada resultante contiene solamente un conjunto de bandas laterales ya sea el conjunto superior o conjunto inferior, además toda o casi toda la frecuencia portadora queda suprimida como se discutió anteriormente en AM con una sola frecuencia moduladora, cada banda lateral es la mitad de la portadora en amplitud, contiene la cuarta parte de la potencia portadora y cada banda lateral contiene la misma inteligencia. Por lo tanto es posible efectuar la comunicación con una banda lateral suprimida, puesto que la portadora y la banda lateral que permanece puede ser detectados por un receptor convencional de AM. Es posible ír todavía aún mas allá y suprimir la portadora permitiendo utilizar la capacidad completa del transmisor para ampli-



A) AMPLITUD MODULADA



B)FRECUENCIA MODULADA



C) BLU DE PORTADORA SUPRIMIDA

Fig. 5.11.- Comparación del ancho de banda.

ficar y transmitir una banda lateral con inteligencia. Cualquier banda lateral puede ser suprimida. En este caso una portadora - equivalente debe ser aplicada por un oscilador en el receptor. Ver fig. 5.11 para hacer una comparación de los anchos de banda de AM, FM y señales del BLU.

En la fig. 5.11 puede observarse que los requisitos del ancho de banda del sistema BLU es exactamente la mitad de lo que se requiere para un sistema AM y la mitad o menos para lo que se requiere para un sistema FM. Por lo tanto una ventaja del sistema BLU es una mejor utilización del espectro de frecuencia.

Otra ventaja de cualquier sistema de onda portadora suprimida sobre un sistema AM en base a la misma potencia es una mejoría en la señal a ruido de 3 a 1. Esto puede deducirse fácilmente si se tiene en cuenta lo siguiente:

1) Toda la inteligencia esta contenida en las bandas laterales.
2) Cada banda lateral contiene la misma inteligencia.
3) Las bandas laterales se encuentran en fase.
4) El ruido en un sistema de doble banda lateral es el doble que de cualquier sistema BLU.
5) Cada banda lateral contiene un sexto de la potencia total de AM.

El sistema BLU con portadora suprimida puede tener ventaja en dos cosas, la mejor utilización del espectro y la mejor relación señal a ruido.

5.1.2.3 Modulación por desplazamiento de frecuencia (DF)

La modulación por desplazamiento de frecuencia portadora se usa para proporcionar canales para telemedición, teletipo, control de carga, control de frecuencia, datos y disparo transferido en equipo de protección.

La modulación por desplazamiento de frecuencia es el método por el cual se transmite una portadora continua, con la característeca que puede ser desplazada a otra frecuencia, con el objeto de iniciar alguna función o indicación. Existen dos tipos de portadora por desplazamiento de frecuencia: El de dos frecuencias, el de tres frecuencias. Puesto que hay siempre una portadora en el sistema con modulación por desplazamiento de frecuencia, una falla del equipo de portadora o circuito de comunicación se detecta fácilmente y contribuye para obtener una mayor confiabilidad del sistema. Además el equipo DF es mas inmune al ruido y a la interferencia obteniendose una mayor seguridad contra falsas operaciones. Su característica de baja distorsión es muy importante en servicios de máquinas teletipo y telemedición, otra característica de la transmisión DF es su habilidad para operar con una atenuación muy alta (es decir con una muy baja relación señal a ruido) que la transmisión de onda continua dentro-fuera. Esto se debe principalmente al uso de un limitador y un discriminador balanceado el cual tienda a cancelar el efecto de los voltaje de - ruido.

5.1.2.3.1 Modulación por desplazamiento de dos frecuencias

Con un equipo DF de dos frecuencias la frecuencia portadora inferior se transmite continuamente en condiciones normales (no se inicia ninguna función o indicación) y se desplaza a la frecuencia superior para iniciar alguna acción. La modulación por DF de dos frecuencias es aplicable como servicios: Teletipo, telemedición y comunicación de datos.

5.1.2.3.2 Modulación por desplazamiento de tres frecuencias

Con un equipo de tres frecuencias la frecuencia central es transmitida continuamente en condiciones normales. Este tipo de equipo es capaz de realizar una función doble en contraste con el equipo DF de dos frecuencias que realizan una sola función. El equipo DF-

de tres frecuencias puede ser desplazado a su frecuencia superior para una función y su frecuencia inferior para otra función. Este equipo es útil como control supervisorio, control de carga y control de frecuencias.

5.1.2.4 Portadora tipo llaveo (on-off)

La portadora tipo llaveo es simplemente poner en servicio una portadora cuando se desea una función en un punto remoto. Este tipo de equipo se usa generalmente para funciones tales como bloqueo de relevadores que requieren la transmisión de la portadora por cortos períodos de tiempo después del cual se elimina la portadora.

5.1.2.5 Protección por comparación de fase con onda portadora

Los elementos básicos de la protección por comparación de fase se muestra en las figuras 5.12a y 5.12b, utilizan un filtro de secuencia combinada o compuesta, para transformar la señal de corriente trifásica, en un voltaje monofásico, proporcional a las componentes de secuencia positiva, negativa y cero de entrada. La sensibilidad se puede modificar mediante los taps de ajuste del filtro.

La señal de voltaje monofásico se transforma en una onda cuadrada mediante un "amplificador de onda cuadrada". La parte de voltaje positivo, corresponde al medio ciclo de voltaje positivo del filtro y la parte del voltaje cero, corresponde al medio ciclo negativo. La onda cuadrada se usa para hacer transmitir al canal a la subestación remota. la onda cuadrada de la subestación remota se compara con la onda cuadrada local, la cual ha sido retardada por un tiempo igual al tiempo de retardo absoluto del canal. La comparación de las ondas cuadradas local y remota en cada terminal determina si la falla es interna o externa. El relevador lleva además "detectores de falla" (unidades de sobrecorriente) que funcionan como supervisores de disparo. Los detectores de falla deben ajustarse a un valor mayor que la corriente de carga máxima pero

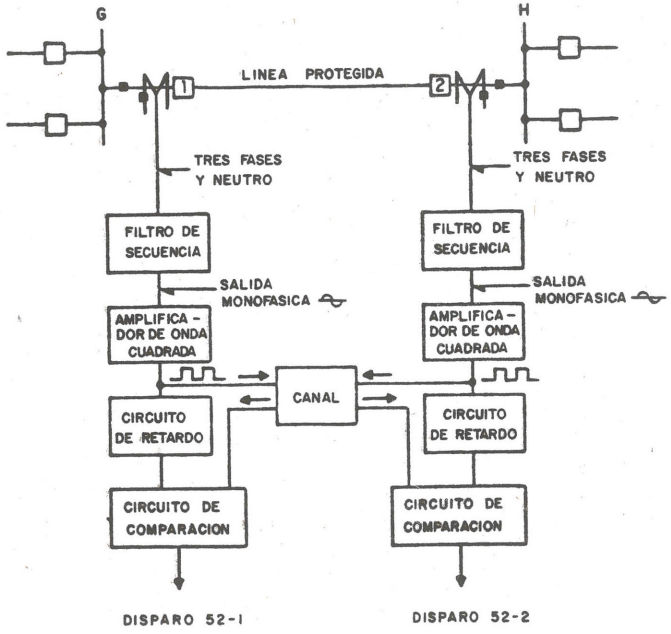


Fig. 5.12a.- Elementos básicos de la protección por comparación de fase con onda portadora.

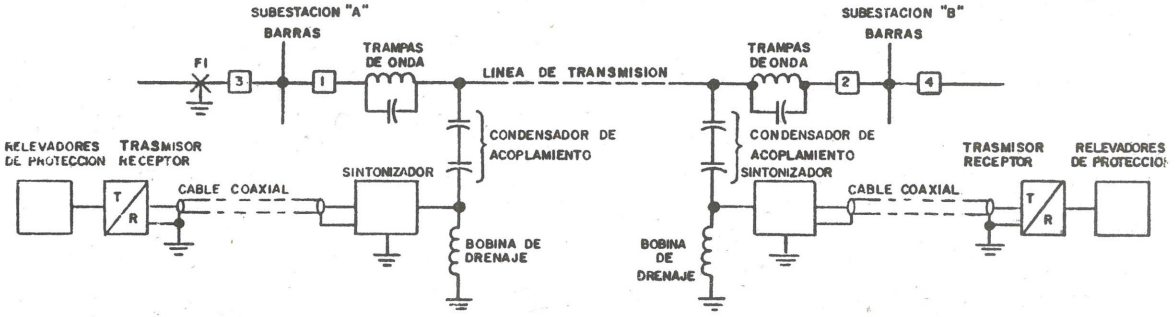


Fig. 5.12b.- Diagrama elemental de una línea que muestra el equipo de onda portadora (carrier) para un sistema de protección.

además deben operar en todos los casos de falla interna. En líneas con cargas altas no es posible utilizar este criterio y por tal - motivo se utilizan detectores de falla tipo " distancia ".

Existen varios tipos de protección por comparación de fase, pero se describe solamente uno de ellos.

5.1.2.5.1 Sistema de comparación de fase sencillo tipo bloqueo

La comparación de corrientes es el método que generalmente se usa con un canal de onda portadora tipo "dentro-fuera" (on-off). Se tienen dos detectores de falla de sobrecorriente, FD1 y FD2. El detector FD1 es la unidad de arranque de la onda portadora - (carrier), su ajuste es mas sensible que el FD2 y permite que la señal local de onda cuadrada active al trasmisor de la onda portadora. El detector FD2 se utiliza para supervisar el circuito - de disparo.

La comparación de fase ocurre hasta que opera FD2. El propósito de los dos detectores de falla es coordinar el arranque (llaveo) del trasmisor con la comparación de las ondas cuadradas local y remota. Con el objeto de asegurar que el sistema de portadora ha recibido la onda cuadrada remota, el trasmisor debe arrancar antes de efectuar la comparación.

El principio de operación se muestra en la fig. 5.13, en el caso de una falla interna (FI), operan FD1 y FD2 en ambas terminales. La onda cuadrada de las corrientes locales que se envián al circuito lógico AND (Y) están esencialmente en fase con la señal - transmitida por el canal de onda portadora desde la terminal remota. La onda cuadrada local arranca la onda portadora para suministrar la onda cuadrada a la salida del receptor de la terminal remota.

Un circuito multivibrador (FLIP-FLOP) se energiza siempre y cuando las entradas de la compuerta AND continúen por cuatro milise--

gundos, suministrando una salida de diparo continua la cual esta supervisada por la operación de FD2. Los cuatro milisegundos corresponde a una diferencia de ángulo de fase de 90°(en un sistema de 60 Hz), entre las corrientes en las dos terminales. Por lo tanto el sistema enviará disparo si las corrientes de las dos terminales están fuera de fase hasta por 90°. Puesto que la recepción de una señal del canal evita el disparo, se tiene un sistema de bloqueo. La señal de onda portadora, por lo tanto, no debe transmitirse cuando se tenga falla interna. La señal no recibida equivale a un "1" en la entrada de AND. Con las terminales remotas abiertas, este sistema se comporta como una protección de sobrecorriente instantánea para toda la línea. Al igual que todos los sistemas de bloqueo, no se requiere del canal para disparar en caso de falla interna

Para fallas externas tal como FE (Fig. 5.13) el bloqueo es continuo, debido a que la señal remota que llega a la entrada de la compuerta AND está defasada con respecto a la onda cuadrada local. Normalmente las corrientes circulantes en el caso de falla externa están propiamente en fase, sin embargo, las corrientes pueden estar defasadas hasta por 90°(en un sistema de 60 Hz.) existiendo aún el sistema de bloqueo.

Si la corriente mínima de falla interna trifásica es menor de dos veces la corriente de máxima carga, debe usarse como supervisor una unidad de distancia (detector de falla) este sistema usa el mismo canal dentro-fuera (on-off) y opera en la misma forma que el esquema de corriente solamente.

En este caso dos filtros de secuencia de corriente y dos relevadores de distancia se complementan con los detectores de falla de sobrecorriente.

Un filtro de corriente de secuencia responde solamente a las corrientes de secuencia negativa y cero, y detecta todas las fallas de fase a fase y de fase a tierra (excepto fallas trifasicas). La salida de este filtro ajustable opera los detectores de falla

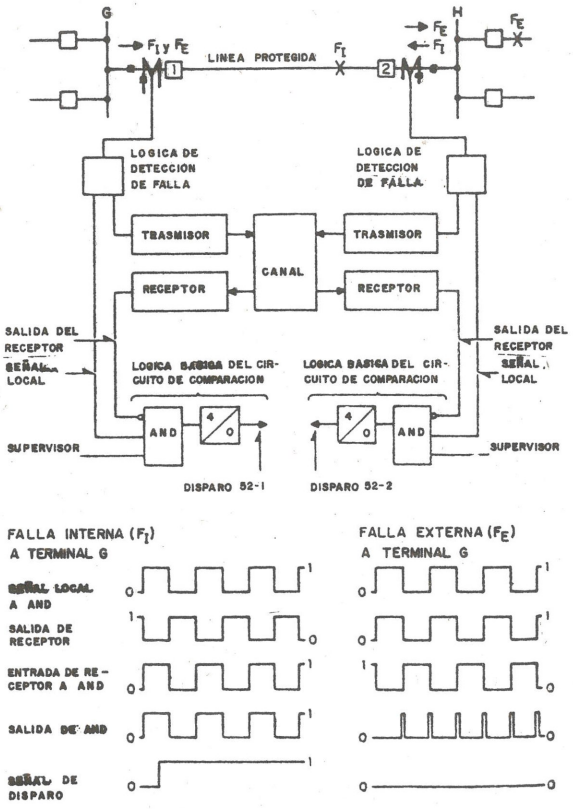
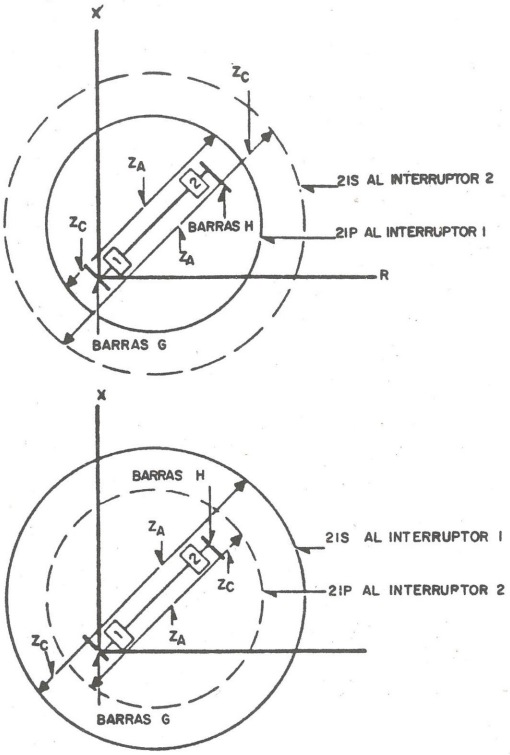


Fig. 5.13.- Principio básico de operación de la protección piloto con onda portadora.

de sobrecorriente FD1 y FD2. Los dos relevadores de distancia operan únicamente con fallas trifásicas. Se tiene entonces que - FD2 actúa como supervisor para todas las fallas desbalanceadas - de fase y tierra a través de el filtro ajustable, y un relevador de distancia (21P) actúa como supervisor para todas las fallas trifásicas.

El segundo filtro de corriente de secuencia (no ajustable), opera sobre el amplificador de onda cuadrada, suministrando la onda cuadrada local y activando la señal portadora necesaria para la comparación de fase. Esta señal es activada por FD1 y el segundo relevador de distancia (21S) para dar el arranque de la señal de onda portadora. Este segundo filtro responde a las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero.

El ajuste para las dos unidades de distancia trifásicas se muestran en la fig. 5.14. Los relevadores de distancia 21S y 21P deben ajustarse para sobrealcance tanto de las barras locales como las remotas. El 21S debe tener mayor alcance que el 21P. Como se muestra en la fig. mencionada.



Nota: Los círculos contínuos son ajustes para el interruptor 1 en las barras G; los punteados para el interruptor 2 en las barras H.

Fig. 5.14.- Ajuste de los relevadores de distanciasupervisores de la onda portadora. Z_A es el alcance directo y Z_C es el alcance inverso.

5.2 PROTECCION DE RESPALDO

5.2.1 Protección de distancia

La protección de distancia es otra de las protecciones utilizadas en líneas de transmisión tanto para protección primaria como para protección de respaldo sin necesidad de canales de comunicación - pilotos aunque en algunas ocasiones se mejora el esquema mediante la aceleración piloto.

La protección de distancia no tiene las mismas limitaciones que la protección de sobrecorriente; ya que opera con un amplio rango de condiciones de potencia de entrada y puede operar con corrientes - de falla menores que la corriente máxima de carga.

Siendo una clase no restringida de equipo de protección, los esquemas de distancia automáticamente proveen protección de respaldo a - las secciones adyacentes. Estos relevadores son generalmente se+-- lectivos debido a su característica direccional inherente o dada - por relevadores complementarios. La discriminación en la operación entre relevadores de distancia con la misma respuesta direccional - en líneas adyacentes se logra escalonando el tiempo de operación, a diferencia de los relevadores de sobrecorriente los tiempos no son acumulativos hacia la fuente de potencia.

El método para coordinar los tiempos de operación se muestra en la fig. 5.15. Este método tiene la ventaja de librar las fallas a - alta velocidad. El equipo en cada terminal responde a la potencia de falla fluyendo del bus local hacia la línea y opera sin retardo para fallas en la zona 1, el cual cubre aproximadamente el 90% de la línea protegida. Las fallas en la zona 2(la cual cubre el - resto de la línea protegida y actua como respaldo de la línea si-- guiente), se libra con un tiempo de retardo. Con un tiempo de retardo mayor que el de la zona 2 el relevader de distancia cubre o se extiende hasta la zona 3.

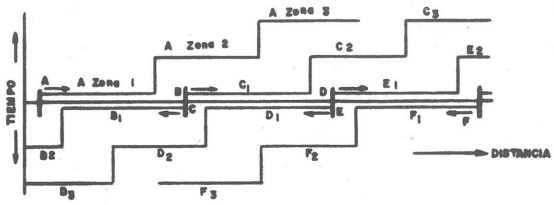


Fig. 5.15.- Método de coordinación de tiempos de operación.

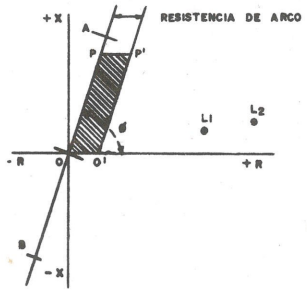


Fig. 5.16.- Area de disparo ideal.

5.2.1.1 Requerimiento de los esquemas de distancia

Las características del sistema de potencia y del relevador se pueden estudiar mas adecuadamente utilizando un diagrama polar. En la fig. 5.16- se representan dos líneas PO y OA en un diagrama R - X y estan consideradas desde el punto de vista del relevador en O. -- Cualquier línea en el diagrama representa un vector impedancia R+jX; por lo tanto la longitud de OA es proporcional a la impedancia de - la línea y el cos Ø es el factor de potencia de la misma

La zona 1 de la protección en O debe tener un alcance hasta P, esto significa que el relevador en O debe operar para todas las fallas entre O y P, pero no debe operar para fallas más allá de P o para fallas detras de O, es decir, no debe operar para fallas en la sección de línea OB.

La resistencia de arco puede representarse por una componente resistiva adicional OO'. Para proteger contra todos los cortocircuitos - el relevador debe operar si la impedancia cae dentro del área OP-- P'O'.

Las condiciones normales de carga se representan por puntos tales - como L1 y L2 y en estas condiciones el relevador debe permanecer sin operar.

5.2.1.2 Características de los relevadores de distancia

Hay varios tipos de relevadores de distancia, y aunque el área de operación no cubre precisamente el área sombreada en la fig. 5.16, - se usan solos o en combinación con otros relevadores para producir - características que den un funcionamiento satisfactorio.

5.2.1.3 Relevadores de impedancia

En los relevadores de impedancia el par de operación es proporcional a la corriente y la restricción es proporcional al voltaje. Despre--

ciando la restricción mecánica el par neto de operación es igual a:

$$T = K_1 I^2 - K_2 V^2$$

En el punto de equilibrio, es decir en el umbral de operación se tiene:

$$K_2 V^2 = K_1 I^2$$

Es decir;

$$\frac{V}{I} = \sqrt{\frac{K_1}{K_2}} = Z$$

Un relevador como este tiene característica similar al de la fig.5.-17 , ya que para estudios de protección de distancia es conveniente representarlo en forma polar, quedando como un circulo de radio; $Z = K_1/K_2$ con el centro en el origen. Un relevador con estas características obviamente no queda afectado por el factor de potencia y es no-direccional; mide la impedancia como una cantidad escalar y opera para todos los valores menores que Z.

En la fig. 5.17 se incluye la impedancia de la línea y la característica de arco de falla. Los arcos de falla se representan por puntos en la línea O'P', el relevador cubrirá todas las fallas con arco en la línea para la distancia OP_1 pero tendrá un sobrealcance hasta P_2 para cortocircuitos sólidos. Alternativamente el relevador operará para cortocircuitos, sólidos sobre OP_1 y tendrá un bajo alcance de una distancia P_1P_2 para fallas con arco. Sin embargo en la mayoría de las aplicaciones el efecto de la resistencia de arco no es importante.

En un esquema de protección con relevadores de impedancia se usan relevadores complementarios para dar la característica direccional.

Relevadores direccionales de arranque

Estos relevadores complementan los esquemas de distancia (de reactancia o impedancia) con la característica direccional necesaria

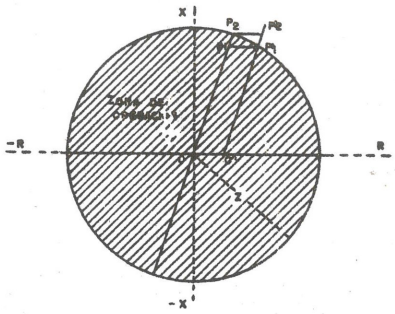


Fig. 5.17.- Característica del relevador de impedancia.

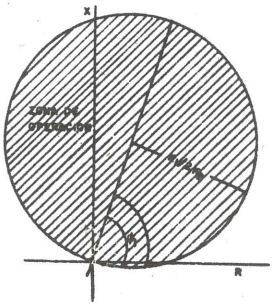


Fig. 5.18.- Relevador direccional de arranque con restricción de voltaje (mho).

para hacerlos selectivos en la detección de fallas. En condiciones normales del sistema los relevadores de arranque evitan la operación de la unidad principal de distancia.y evitan que se complete el circuito de disparo.

Los relevadores direccionales conectados entre fases con una característica simple VIcos (θ-Ø) responden a la dirección de flujo de carga y no son adecuados para controlar relevadores de reactancia ni relevadores de impedancia de alta velocidad. Los relevadores de reactancia operan para condiciones de carga y por lo tanto requieren relevadores de arranque que respondan a la dirección de la potencia de falla solamente y restringirse bajo cualquier condición de carga. En los esquemas de distancia de impedancia de alta velocidad los relevadores de arranque no deben ser afectados por la dirección de la potencia de carga; es decir si la dirección de la potencia cambia al ocurrir una falla estando hacia adelante (hacia la línea protegida), y cambia hacia atras (hacia las barras), los relevadores de impedancia pueden operar y disparar el interruptor antes que el relevador de arranque haya adoptado la posición correcta para bloquear el disparo. Un relevador direccional con restricción de voltaje proporciona la respuesta requerida. En un elemento de inducción típico;un sistema electromagnético produce un par de operación $K_1V_1I\cos(\theta-\phi)$; y otro sistema produce un par de restricción $K_2V_2^2$: $T=K_1V_1I\cos(\theta-\phi)-K_2V_2^2-K_3$. En el umbral de operación (despreciando la restricción mecánica), se tiene:

$$K_2V_2^2 = K_1V_1I\cos(\theta-\phi)$$

Si $V_1=V_2$, se tiene : $$\frac{V_2^2}{V_1\ I} = \frac{K_1}{K_2}\cos(\theta-\phi)$$

De donde: $$\frac{V}{I} = Z = \frac{K_1}{K_2}\cos(\theta-\phi)$$

Esta característica en un diagrama polar es un círculo de radio $K_1/2K_2$ con su centro a una distancia $K_1/2K_2$ del origen sobre una

línea a un ángulo $\emptyset$ del eje real (eje R), fig. 5.18. Puede observarse que este relevador además de su característica direccional es sensible a la admitancia; es de hecho un relevador "tipo mho". El ángulo de compensación $\emptyset$ se selecciona de manera que compense el factor de potencia de la línea.

Al aplicarse en sistemas trifásicos el relevador direccional de arranque con restricción de voltaje se conecta de manera que V_1 atrase a I por 90°mientras que V_2 la adelanta por 30°. Esto complica la respuesta del relevador desde el punto de vista de la medición de distancia, pero tiene la ventaja en el elemento de arranque en que una falla abate el voltaje de restricción V_2 no elimina la cantidad de polarización.

El alcance del relevador de arranque se hace grande comparado con los elementos de medición de distancia para asegurar la operación para una falla en cualquier punto dentro del alcance máximo de los elementos de medición de distancia en dirección positiva (viendo hacia adelante). Las fallas de fase a tierra (monofásicas) pueden no afectar los voltajes de línea, lo suficiente para causar un abatimiento del voltaje de restricción en los relevadores de arranque de fase tipo mho. Controlando la impedancia de las fallas a tierra y los relevadores de reactancia con unidades de arranque tipo wattmetro energizadas con cantidades residuales (3Vo y 3Io), se obtiene una respuesta direccional correcta para todas las fallas a tierra. Los circuitos de falla a tierra no se afectan por corriente de carga cuando se tiene oscilación del sistema, por lo tanto no es necesario el elemento de restricción por voltaje.

Relevadores de reactancia

La unidad de reactancia de un relevador de distancia tiene de hecho un elemento de sobrecorriente que desarrolla par positivo y un elemento direccional corriente-tensión que se opone o ayuda al elemento de sobrecorriente, según sea el ángulo de fase entre la corriente y la tensión. Un relevador de reactancia responde solamente a la componente reactiva de la impedancia del sistema; por tal motivo no queda afectado por la resistencia de arco en las fallas. Despreciando la restricción mecánica el par neto de operación es igual a:

$$T = K_1 I^2 - K_2 V I \operatorname{sen}\theta$$

En el umbral de operación; el par neto es cero:

$$K_2 V I \operatorname{sen}\theta = K_1 I^2$$

$$\frac{V I \operatorname{sen}\theta}{I^2} = \frac{K_1}{K_2}$$

De donde:

$$\frac{V}{I} \operatorname{sen}\theta = \frac{K_1}{K_2}$$

$$Z \operatorname{sen}\theta = X = \frac{K_1}{K_2}$$

Esta ecuación queda representada en un diagrama polar por una línea recta paralela al eje real (eje R) a una distancia K_1/K_2 (fig.5.19).

Los relevadores de arranque con restricción de voltaje se usan en - combinación con las unidades de reactancia para dar una respuesta direccional y evitar la operación en condiciones de carga. El relevador de reactancia es una forma particular del ángulo de impedancia o relevador "tipo mho", en el cual el ángulo de compensación ϕ es -- 90°.

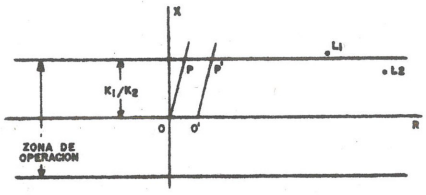


Fig. 5.19.- Relevador de reactancia.

Relevadores tipo mho

La característica mho se describio en la sección de relevadores direccionales de arranque. La fig. 5.20 muestra la característica de la unidad mho y la característica del sistema de potencia. De la expresión del par de operación $K_1VI\cos(\theta - \phi) - K_2V^2$, es evidente que el relevador no opera si el voltaje cae a cero debido a que ambos términos contienen a V. Es necesario un circuito de memoria -- para evitar la caída inmediata del voltaje en las terminales de relevador en caso de cortocircuito trifásico muy cerca del relevador. Esto permite a los relevadores mho de alta velocidad operar correctamente con fallas muy cercanas.

La no-operación con pérdida de voltaje no ocurre con el relevador mho desplazado. Agregando una componente al circuito de polarización el par neto de operación se vuelve:

$$K_1(V + kI)I\cos(\theta-\phi) - K_2(V+kI)^2$$

En el umbral de operación se tiene:

$$K_2(V + kI)^2 = K_1(V + kI)I\cos(\theta-\phi)$$

De donde:

$$Z = \frac{K_1}{K_2}\cos(\theta-\phi) - k$$

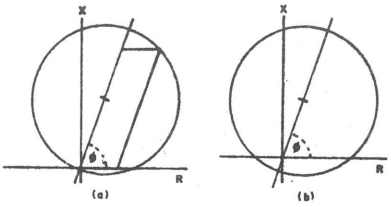


Fig. 5.20.- a) Relevador tipo mho.
b) Relevador tipo mho desplazado.

Con la pérdida completa del voltaje un término de la cantidad de operación permanece, y por lo tanto no se necesita un circuito de memoria de voltaje. Sin embargo se pierde algo de la característica direccional como puede verse en la fig.5.20(b) por el área en la cual R y X son negativos, sin embargo esta característica que ve hacia atras del relevador tipo mho desplazado es a menudo una ventaja.

Impedancia

La relación de cualquier voltaje a cualquier corriente puede expresarse como una impedancia. En la protección de distancia el significado del término "impedancia" depende del punto en el circuito en el cual las dos cantidades V e I se miden.

Impedancia primaria y secundaria

La impedancia medida por un relevador de distancia es la relación del voltaje y la corriente que se le presentan. Se pueden considerar cantidades primarias o secundarias con su impedancia correspondiente, impedancia primaria (Z_p) o impedancia secundaria (Z_s) la relación entre ambas impedancias es:

$$Zs = Zp \frac{K_{T.C.}}{K_{T.P.}}$$

En donde:

$K_{T.C.}$-- Relación del T.C.

$K_{T.P.}$-- Relación del T.P.

Impedancia del sistema

La impedancia del sistema de potencia puede ser dividido en dos partes. Primeramente la impedancia detras del relevador que incluye generadores, líneas, transformadores, los cuales forman la impedancia de la fuente. La impedancia debe ser conocida aunque no necesariamente con mucha exactitud, para determinar los niveles de falla y la relación de impedancia del sistema.

La segunda parte, es la impedancia del relevador a la falla la cual está gobernada por el arreglo geométrico, tamaño, forma, espaciamiento entre conductores y material conductor, acoplamiento mutuo de circuitos paralelos y para fallas a tierra el tipo de retorno y la forma de aterrizar el neutro. La precisión de la medición de distancia depende en gran parte de la exactitud de los cálculos y los datos de la impedancia del circuito que se está protegiendo.

Respuesta del relevador

Para reencontrar la reacción del relevador en caso de disturbio en el sistema, deben determinarse los voltaje y corrientes en el punto en que se encuentre el relevador. Esto se puede lograr prácticamente, usando un analizador de redes, o teóricamente, utilizando de preferencia componentes simétricas. Se consideran los tres tipos principales de cortocircuito. En el circuito de la fig. 5.22(a), la impedancia de la fuente es Zx y la impedancia del relevador a la falla es Zf.

Falla trifásica

Considerando una falla trifásica en el diagrama de secuencias de la fig. 5.22(b), el voltaje y la corriente de secuencia positiva en el relevador para la fase A son:

$$Va_1 = Ia_1 Zf \quad y \quad Ia_1 = \frac{E}{(Zx_1 + Z_{F1})}$$

Los voltajes de fase a neutro son:

$$Va = Va_1, \quad V_b = a^2 Va_1, \quad V_c = aVa_1$$

Las corrientes de fase son:

$$I_a = I_{a1}, \quad I_b = a^2 I_{a1}, \quad I_c = aI_{a1}$$

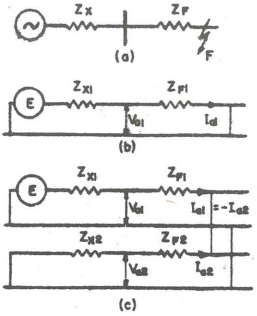


Fig. 5.22.- Voltajes y corrientes de secuencia en el punto en que se localiza el relevador para la fase A.

Si se utilizan tres relevadores de distancia monofásicos para estas cantidades, cada una puede medir la impedancia de secuencia positiva Z_{F1}.

Con los T.C. conectados en delta y las señales de voltaje, los relevadores miden respectivamente:

$$(V_a - V_b)/(I_a - I_b)$$

$$(V_b - V_c)/(I_b - I_c)$$

$$(V_c - V_a)/(I_c - I_a)$$

Y cada una de estas expresiones es igual a Z_{F1}.

En el caso de que los T.C. esten conectados en estrella y los voltajes conectados en delta los tres elementos miden:

$$(V_a - V_b)/I_a$$

$$(V_b - V_c)/I_b$$

$$(V_c - V_a)/I_c$$

Y cada uno de estos valores es igual a $3\,Z_{F1}$.

Falla entre dos fases

El diagrama de secuencias de la fig. 5. 22(c), es para la fase A con una falla entre las fases B y C; $I_{a1}=I_{a2}$ de manera que $I_a = 0$, $I_b = -jI_{a1}\sqrt{3}$ e $I_c = jI_{a1}\sqrt{3}$.

Las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales. Esto es cierto debido a que se trata de aparatos estáticos, pero no es valido para máquinas rotatorias. La variación de la reactancia de secuencia positiva de las máquinas rotatorias introduce un error, generalmente despreciable en la impedancia de la fuente. Esto es - por lo menos una aproximación de las regiones transitorias y sub-- transitorias; consecuentemente es aún menos significativo con la - protección de distancia de alta velocidad que con la protección de distancia de baja velocidad.

De la fig. 5.22(c) se tiene:

$$V_{a1} = I_{a1}(2Z_{F1} + Z_{x1}) \quad y \quad V_{a2} = I_{a1}Z_{x1}$$

De donde:

$$V_a = 2I_{a1}(Z_{F1} + Z_{x1})$$

$$Vb = I_{a1}(a^2 2Z_{F1} - Z_{x1})$$

$$V_c = I_{a1}(a2Z_{F1} - Z_{X1})$$

Si se consideran los diferentes métodos de conectar los circuitos de voltaje y corriente, es evidente que con los T.C. conectados en estrella y los T.P. conectados en delta el relevador energizado por la corriente de falla y el volteje entre las fases con falla mide $2Z_{F1}$. El mismo relevador mide Z_{F1} si los T.C. se conectan en delta. Los otros dos relevadores ven impedancias mas grandes, es decir tienen bajo alcance.

Con una conexión delta para T.C. y T.P. el relevador mide impedan-

cia de secuencia positiva, Z_{F1}, tanto para cortocircuito trifásico como bifásico. Si los T.C. se conectan en estrella y los T.P. en delta los relevadores miden $3\ Z_{F1}$; consecuentemente la distancia de falla trifásica se mide correctamente pero los relevadores tienen un bajc alcance de un factor de 3/2 para fallas bifásicas.

Fallas de fase a tierra

Los circuitos de falla a tierra incluyen la impedancia de secuencia cero, cuyo valor depende de la trayectoria tomada por la corriente. Algunas corrientes pueden retornar por el neutro del sistema, hilos de guarda en el caso de líneas aereas, o a través de las cubiertas (pantallas) en el caso de cables; los retornos restantes a través del subsuelo se considera que fluyen en un conductor imaginario a una profundidad tal que depende de la resistividad del terreno. La impedancia de secuencia cero varía considerablemente con la construcción de la línea y la naturaleza del terreno. Un valor que se utiliza a menudo para la impedancia de secuencia cero es: $Zo = 2.4Z_1$.

La posición del punto a tierra del sistema tiene efecto considerable en el valor de la impedancia medida. Esto se muestra en al fig. 5. 23 la impedancia de la fuente se omite para simplificar. En la fig. 5.23(a) el neutro del sistema está sólidamente aterrizado en un punto remoto, la fuente está en el punto del relevador y la falla a tierra está junto al punto de neutro a tierra; del diagrama de secuencia, en el punto de localización del relevador se tiene:

$$V_1 = 2I_1Z_1$$

$$V = V_1 + V_2 + Vo = V_1$$

$$I = I_1 + I_2 + Io = 2I_1$$

De donde: $Z = V/I = Z_1$

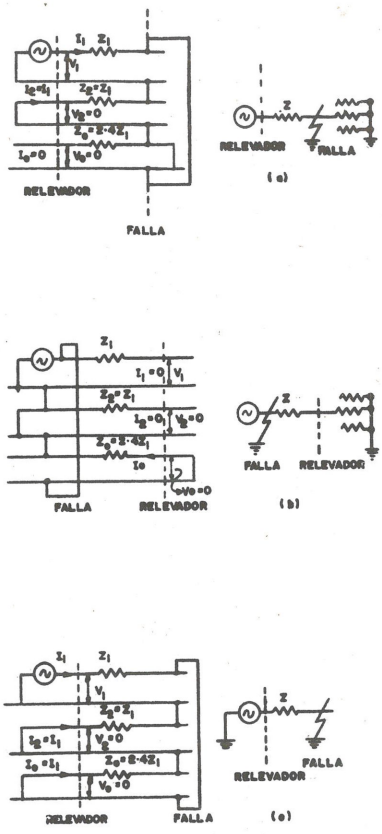


Fig. 5.23.- Efecto del lugar en que se encuentra el neutro aterrizado en la medición de la impedancia de falla a tierra.

En la fig. 5.23(b). el neutro está sólidamente aterrizado en el punto de localización del relevador y el sistema se aplica desde el extremo remoto junto al cual se localiza la falla a tierra; en el punto - de localización del relevador se tiene:

$$V_1 = IoZo = 2.4IoZ_1$$

$$V = V_1 + V_2 + Vo = V_1$$

$$I = I_1 + I_2 + Io = I_0$$

Por lo tanto: $Z = V/I = 2.4Z_1$.

En la fig. 5.23(c), el neutro del sistema está sólidamente aterrizado en el punto en que se localiza el relevador y la fuente está también localizada en este punto pero la falla a tierra se encuentra en un punto remoto. En el punto de localización del relevador se tiene:

$$V_1 = I_1(Z_1 + Zo + Z_2) = 4.4I_1Z_1$$

$$V = V_1 + V_2 + Vo = V_1$$

$$I = I_1 + I_2 + Io = 3I_1$$

Por lo tanto: $Z = V/I = 1.47Z_1$

En un sistema con más de un punto a tierra los valores de impedancia medida pueden variar entre Z_1 y $1.47Z_1$ ($Zo = 2.4Z_1$). La medición de la impedancia de falla a tierra se hace independientemente del número de puntos a tierra, la localización relativa de estos puntos, los relevadores y las fallas aplicando la compensación residual.

Compensación residual

La compensación residual corrige a los relevadores de distancia

de tierra debida a la división variable de la corriente de secuencia cero entre los diferentes puntos a tierra en un sistema multiaterrizado. Del circuito típico de la fig. 5.24, se puede ver que una fracción de la corriente residual se aplica a cada relevador de distancia de tierra. El voltaje de fase a tierra medido en el punto de localización del relevador es:

$$V = I_1Z_1 + I_2Z_2 + IoZo$$

Io es variable pero igual a un tercio de la corriente residual, Ires; Zo puede escribirse KoI_1; $I_1=I_2$ y $Z_1=Z_2$ por lo tanto:

$$V = 2I_1Z_1 - \frac{KoIresZ_1}{3}$$

$$I = 2I_1 - Io = 2I_1 + \frac{Ires}{3}$$

La cantidad que va a ser medida es Z_1, y el voltaje se expresa como:

$$Z_1\left[2I_1+Ires/3 - (Ko - 1)Ires/3\right]$$

Es evidente que la corriente en el relevador debe aumentarse por:

$$(Ko - 1)Ires/3$$

Con el valor típico de Ko = 2.4 la compensación requerida en cada fase es 0.47Ires, y la relación de los T.C. auxiliares de compensación residual es 1/0.47 A.

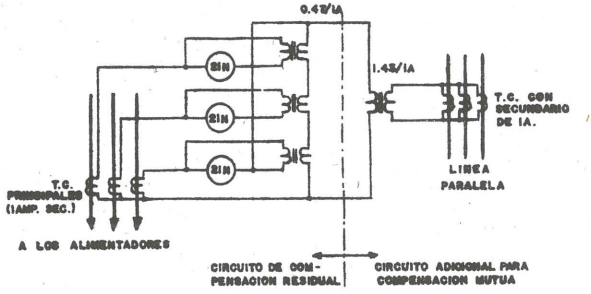
Inducción mutua

Cuando se tienen dos líneas paralelas cercanas, es decir líneas de transmisión con doble circuito y el arreglo del sistema es tal que para una falla en una línea, pueden fluir corrientes de secuencia cero en la otra línea. El acoplamiento de secuencia cero entre las líneas afecta la medición de la impedancia. La pequeña cantidad de

acoplamiento de secuencia positiva y negativa es despreciable. Considerando la fase con falla, el voltaje en el punto que se localiza el relevador puede expresarse como:

$$V = I_1 Z_1 + I_2 Z_2 + I_0 Z_0 + I_0'' \, Zmo$$

Donde Zmo es la impedancia mutua de secuencia cero de los dos circuitos e I_0'' es la porción de corriente de secuencia cero en la línea que no ha fallado.



21N Bobinas de corriente de los relevadores de distancia de tierra.

Las relaciones de T.C. son para condiciones donde $Zo = 2.4Z_1$.

Fig. 5.24.- Compensación residual y mutua.

La compensación se puede aplicar al circuito de corriente de los relevadores para eliminar el efecto de I_0'' Zmo. Un circuito típico se muestra en la fig. 5.24 en el cual puede verse que la corriente residual en la línea paralela se toma a través de un juego de T.C. y una fracción se aplica al circuito de compensación residual de la línea en consideración a través de T.C. auxiliares de compensación mutua.

La corriente de secuencia cero en la línea con falla es Ires/3, un tercio de la corriente residual en la línea paralela, y Zmho es -- igual a KmZ_1, donde Z_1 es la impedancia de secuencia positiva del circuito con falla. Por lo tanto el voltaje inducido es: Vm = $KmZ_1\bar{I}res/3$, y la cantidad de compensación requerida es : $Km\bar{I}res/3$.

En la fig. 5.24 se asume un valor de 2 para Km para dar el re-- quisito de compensación de $2\bar{I}res/3$, la relación de las T.C. auxiliares de compensación mutua se hace igual a 1/1.43 A. de manera que la relación total de estos T.C. y los T.C. de compensación residual (1/0.47A) es 1/0.67A.

Aplicaciones prácticas

En aplicaciones prácticas para la protección de distancia de lí-- neas se utiliza una combinación de los relevadores y circuitos descritos para dar los requisitos necesarios de funcionamiento.

Esquema de protección de falla trifásica y falla a tierra

La fig. 5.25 muestra el circuito de conexiones básicas de corriente y voltaje de los relevadores de distancia para la protección contra fallas entre fases y a tierra para líneas de transmisión. Las unidades de medición trifásica se energizan con corrientes de fase a fase y los devanados secundarios de los T.C. auxiliares conectados en delta y con voltajes de fase a fase, para medir impedancia de secuencia positiva para todas las fallas entre fases. Las unidades de medición de fase a tierra se energizan con corrientes de fase, voltajes de fase a neutro y con compensación residual, miden impedancia de secuencia positiva para todas las fallas a tierra. - La relación de los T.C. auxiliares en los circuitos de falla a tierra se seleccionan para ajustar la relación Z_1/Zo que se tenga en el caso particular en que se vaya a utilizar el equipo. Los T.C. principales se conectan en estrella; consecuentemente las impedan-

cias secundarias para las diferentes condiciones de falla difieren debido a las impedancias primarias; sin embargo el arreglo de los T.C. auxiliares y la calibración de los relevadores son tales que la impedancia secundaria de secuencia positiva puede usarse para ajustar todas las unidades.

Para todas las condiciones de falla se energíza una o más unidades de falla entre fases y de falla a tierra, sin embargo solamente un grupo de unidades miden impedancia de secuencia positiva para una condición particular de falla; el otro conjunto de unidades mide una impedancia mayor (se comporta con bajo alcance); por lo tanto, la medición de distancia es siempre correcta.

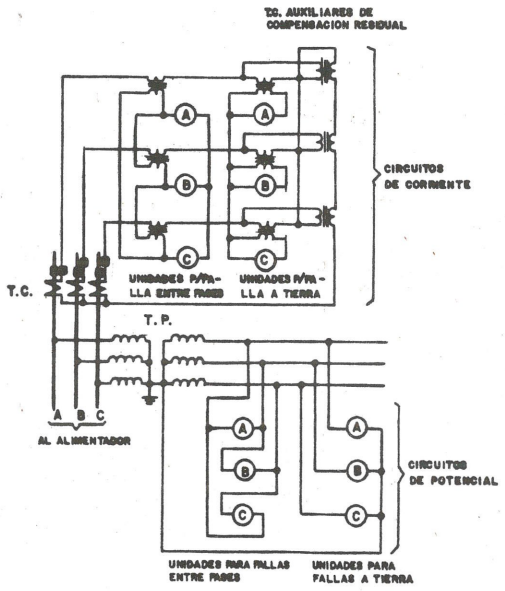


Fig. 5.25.- Circuitos-de voltaje y corriente de los relevadores de distancia.

Efecto de la resistencia de arco en una falla

Un arco introduce una resistencia adicional en el circuito de falla. La fórmula empírica siguiente ha sido sugerida por C. Warrington para calcular la resistencia de arco.

$$R_A = 8750L/I^{1.4} \text{ ohms.}$$

Donde L es la longitud del arco en pies e I la corriente total.

Considerando una línea con un arco de fase a tierra de 3 pies 3plg. y una corriente de falla de 5000 A. de acuerdo a la fórmula; R_A = 0.18 ohms; si la corriente de falla a tierra fuera de 3000 A R_A sería igual a 0.37 ohms. Es evidente que el efecto de la resistencia de arco es pequeño y puede despreciarse, excepto con líneas muy cortas.

Efecto de la oscilación de potencia en los relevadores de distancia

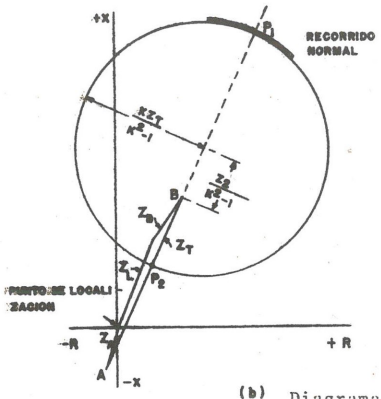
La sincronización de la potencia entre fuentes generadoras durante y después de un disturbio en el sistema puede provocar una tendencia a la operación incorrecta de los esquemas de distancia. El tema es muy complicado para tratarse aquí en detalle, pero es interesante considerar como responden los relevadores de distancia a la oscilación del sistema.

Considerar el circuito simple de la fig. 5.26. La línea que va a protegerse encadena a las fuentes A y B y tiene una impedancia Z_L. Las impedancias de las fuentes son Z_A y Z_B; por lo tanto la impedancia total del sistema es:

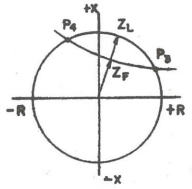
$$Z_T = Z_A + Z_L + Z_B$$

El transitorio de sincronización se observa desde el punto en que se localiza el relevador.

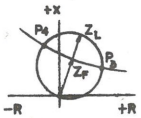
(a) Circuito



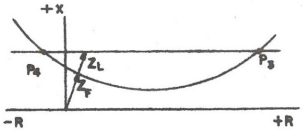
(b) Diagrama polar



(c) Relevador de impedancia



(d) Relevador tipo mho



Relevador de reactancia

Fig. 5.26.- Característica de pérdida de sincronismo.

Ignorando el efecto de la carga y la capacitáncia del sistema, la característica de oscilación del sistema puede mostrarse en un diagrama polar como el círculo de radio $KZ_T/(K^2 - 1)$ en la fig. 5. El diagrama tambien muestra la construcción gráfica de la característica. La constante K es la relación de los valores escalares de las fuerzas electromotrices de las fuentes de tal manera que $E_A = K E_B$. Para la condición de K = 1 la característica es un círculo de radio infinito, es decir una línea recta que bisecta la línea AB en ángulos rectos.

El punto P_1 representa el estado de E_A y E_B en fase. El movimiento entre los extremos podría estar representado por una oscilación a lo largo de un segmento del círculo alrededor de P_1. A medida que un generador se desliza se describe el círculo y el punto P_2 se pasa cuando el desplazamiento angular entre las dos fuentes es de 180°.

Las fig. 5.26,(c),(d)y(e)muestran las características de impedancia, admitancia y reactancia de los relevadores superponiendo en cada uno la característica de oscilación de potencia, la cual se muestra entrando en la región de operación de los relevadores de distancia. Una condición de operación se obtiene por la longitud de tiempo que el punto P permanece dentro de la región de operación. Aunque la velocidad de P no es constante, el tiempo que toma para atravesar la distancia de P_3 a P_4 depende de la relación de deslizamiento de una fuente generadora a la otra. Obviamente si el tiempo de disparo del relevador de distancia es menor que el tiempo tomado por P para viajar de P_3 a P_4 se tendrá una operación incorrecta del relevador de distancia. Debe tenerse en cuenta que la condición es trifásica; donde el foco de P corta la línea de impedancia del circuito protegido. Los relevadores detectan una falla trifásica a una distancia Z_F.

El problema de pérdida de sincronismo afecta solamente a relevadores de distancia aplicados a líneas largas. En la mayoría de los otros casos la curva característica se encuentra fuera de la región de operación del relevador.

Selección del tipo de relevador de distancia

Debido a que los campos de aplicación de los relevadores de impedancia, mho y reactancia son muy amplios, no hay una regla específica de aplicación. Considerando los factores de respuesta a la oscilación del sistema de potencia y al efecto de los arcos en las fallas, es claro que los relevadores de reactancia son insensibles a las componentes resistivas, y por lo tanto son los mas adecuados que los otros tipos en la protección de líneas cortas, donde la resistencia de arco de la falla puede representar un porcentaje notable de la impedancia de falla. Puesto que la oscilación del sistema afecta a los relevadores de reactancia en mayor grado que a los otros relevadores, estos relevadores no son adecuados para protección de líneas largas.

Los relevadores tipo mho son los menos afectados por la oscilación del sistema que los relevadores de impedancia o reactancia ya que ellos se encierran en un circulo de área más pequeña del diagrama polar; por lo tanto son los mas adecuados para la protección de líneas largas interconectadas. Los relevadores mho son sensibles a las resistencias de arco lo cual los hace menos adecuados para la protección de líneas cortas. Tienen la ventaja sobre los otros dos tipos de relevadores de tener una característica direccional inherente lo cual hace innecesario el uso de relevadores direccionales de arranque.

Ajustes de los esquemas de protección de distancia

Los principios básicos de ajustes de las protecciones de distancia son comunes a todos los esquemas de tiempo definido. El arreglo estandarizado de tres zonas de protección se describieron en el inciso 5.2.1 (fig. 5.15). Debido a las tolerancias de los relevadores, errores en los T.C. y errores en el cálculo de la impedancia primaria, es imposible una exactitud absoluta en la medición de la distancia. Los esquemas modernos operan satisfactoriamente dentro

de un límite de ±15%; por lo tanto la zona 1 se ajusta para cubrir el 85% de la línea que se está protegiendo. La zona 2 cubre el 100% de la línea y las barras remotas; como una función secundaria sirve como protección de respaldo para las líneas adyacentes a las barras remotas, en la medida que sea posible sin el riesgo de una mala coordinación en la detección de fallas. Refiriéndose a la fig. 5.15, la zona 2 de la protección en A cubre el 50% de la línea CD, dando un margen adecuado para que haya coordinación con la zona 2 del relevador en C. Para completar la protección de respaldo en el tramo CD e incluir las barras DE, la zona 3 se ajusta para abarcar hasta un 25% del tramo EF.

Líneas de longitudes diferentes

Cuando a continuación de líneas largas se tienen tramos de líneas cortas, debe tenerse cuidado en asegurar la coordinación entre las zonas de protección de respaldo de las líneas adyacentes, teniendo en cuenta la tolerancia del 15% en la medición de la distancia. En la fig. 5.27, la línea CD es considerablemente mas corta que la AB. El ajuste de la zona 1 de todos los relevadores se hace al 85% de la línea respectiva; consecuentemente cuando un relevador opera en la zona 1 coordina con respecto a los relevadores de las líneas adyacentes. La zona 2 nominal del relevador en A abarca de A a A_2. Para asegurar la coordinación en la segunda zona la distancia $1.15\ AA_2$ debe ser menor que el alcance nominal de la zona 1 del relevador en C. Si el límite inferior, $0.85AA_2$ es menor que AB, las fallas cercanas a B pueden caer en la zona 3 del relevador localizada en A en lugar de la zona 2.

Se genera un problema si 1.15 veces el alcance de la zona 2 de los relevadores en la línea mas larga cae en la segunda zona de los relevadores de la línea mas corta. Hay tres soluciones para evitar la falta de coordinación en la operación:

1.- Aumentar el tiempo de ajuste de la zona 2 de la línea mas larga para coordinar con la zona 2 de la línea mas corta (ver fig. 5.27 (b).

2.- Usar una protección de distancia con aceleración en la línea mas corta para librar las fallas más rápidamente en este circuito.

3.- Usar una unidad de sobrecorriente en lugar de una unidad de distancia en la línea mas corta.

El ajuste de la zona 3 se gobierna por consideraciones similares de los relevadores en las líneas adyacentes. Para una protección de respaldo completa se necesita sin embargo del requisito adicional de que con 15% de bajo alcance, la zona 3 debe abarcar hasta las barras del extremo remoto de una línea adyacente.

De la fig. 5.27(a), se ve que cuando una línea larga va después de una línea corta no se tienen problemas de coordinación.

La fig. 5.28 muestra un arreglo con una línea alimentando unas barras de las cuales salen dos líneas de diferentes longitudes. El ajuste de la zona 2 del relevador en A debe coordinarse con el ajuste de la zona 2, del mas corto de los dos circuitos de salida, es decir C. Para una protección de respaldo completa la zona 3 de relevadores en A deben tener un alcance más alla de las barras remotas de la línea mas larga.

Efecto de la protección de distancia en líneas paralelas

En general en circuitos en paralelo no se afecta la operación de las zonas principales de la operación de distancia, aunque puede alterarse considerablemente el funcionamineto de la protección de respaldo. En circuitos paralelos muy próximos, una trayectoria puede hacerse para acoplamineto mútuo de secuencia cero o puede aplicarse la compensación como se describió anteriormente.

La fig. 5.29. muestra un circuito paralelo simple. En cualquier punto de protección la impedancia medida para una falla en cualquier parte del circuito es siempre proporcional a la distancia de la falla independientemente de la conexión en paralelo.

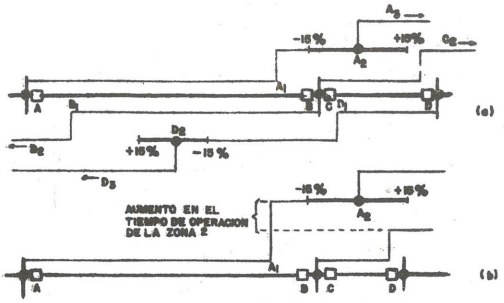


Fig. 5.27.- Ajuste de las protecciones de distancia en líneas de longitudes diferentes.

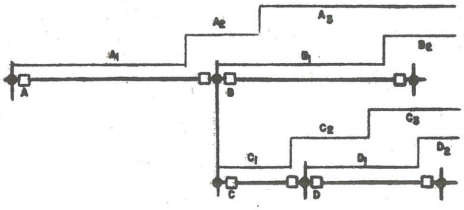


Fig. 5.28.- Líneas de longitudes diferentes conectadas a las mismas barras.

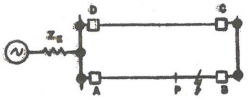


Fig. 5. 29.- Circuitos paralelos.

Cuando una falla se localiza en la zona 1 de los relevadores de un extremo de una línea y la zona 2 de los relevadores del otro extremo el disparo de los interruptores es secuencial.

Generalmente las fallas que ocurren dentro de la zona 1 de los relevadores en ambos extremos, se libran por ambos interruptores simultáneamente aunque bajo ciertas condiciones se tiene disparo secuencial. La razón de ésta es la siguiente: A medida que la posición de la falla se mueve de A hacia B y luego de C hacia D (fig.5.29) la corriente que fluye entrando a A varía desde un máximo cuando la falla es adyacente a A y a cero cuando al falla es adyacente a D. Esto es equivalente a que la impedancia de la fuente en A aparentemente aumente de Z_n a infinito. Para fallas mas alla de un cierto punto los relevadores en A no operan. Si este punto crítico es P (fig. 5.29) para la zona 1 de los relevadores en A, las fallas más alla de este punto tal como F provocarán primero la operación de los relevadores en B en zona 1. El punto P está lo suficientemente lejos en la zona 1 de los relevadores en B para causar operación definida. Habiendo disparado el interruptor en B toda la corriente de falla pasa a través de A provocando la operación del relevador en este punto operando en zona 1. El disparo secuencial puede evitarse usando un circuito adicional de aceleración de disparo.

La fig. 5.30, muestra los efectos de maniobra de circuitos paralelos en las zonas de respaldo de la protección de distancia. En la fig. (a) la zona 2 de los relevadores cubre la línea AB y dá protección de respaldo a una fracción X de la línea adyacente CD. En (b), (c) y (d) el alcance de la zona 2 de los relevadores en A se muestra con varios arreglos de circuitos paralelos, se puede ver que si el número de circuitos paralelos más alla de la línea protegida se aumenta, el alcance de la protección de respaldo se aumente también; si el número de circuitos en paralelo con la línea protegida por las zonas principales de la protección de distancia se aumenta, el alcance de la protección de respaldo se reduce. Debe tenerse cuidado al aplicar la protección de distancia en sistemas donde se maniobren los circuitos en paralelo pa-

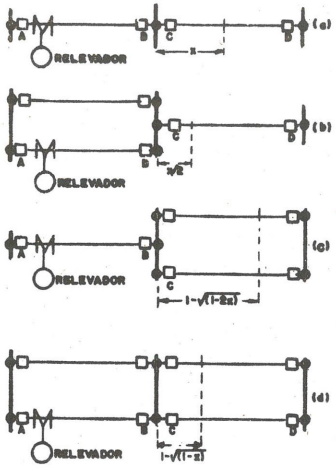


Fig. 5.30.- Efecto de circuitos en paralelo en las zonas de respaldo.

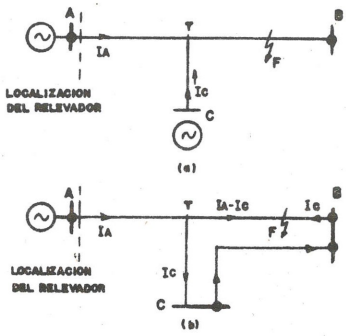


Fig. 5.31.- Protección de distancia en circuitos en "T".

ra asegurar la coordinación en la operación y adecuar la protección de respaldo con todos los arreglos posibles.

Efecto de los circuitos en "T"

Los relevadores miden correctamente si la corriente que fluye en la línea entre el relevador y la falla es constante. Si una fuente intermedia aumenta la corriente, el relevador tiene un bajo alcance, y si la corriente tiene una salida en un punto intermedio (carga intermedia), el relevador tiene un sobrealcance.

En el circuito típico de la fig. 5.31(a), la corriente fluye hacia la línea en A y en C para alimentar una falla entre el punto T y el punto B. La distancia de A a B es D_{AB}, y de A al punto T la distancia es D_{AT}. Si el ajuste de la zona 1 del relevador en A es xD_{AB}, tendrá un bajo alcance de:

$$L = (I_A x D_{AB} + I_C D_{AT})/(I_A + I_C)$$

Con el arreglo 5.31(b), la corriente fluye hacia afuera de la línea en C para una falla entre el punto T y B, provocando un sobrealcance en el relevador A. Para un ajuste xD_{AB} para la zona 1, éste tendrá un alcance:

$$L = (I_A x D_{AB} - I_C D_{AT})/(I_A - I_C)$$

En general la zona 1 se ajusta a una distancia más allá del punto T pero con un sobrealcance máximo debido a corrientes de falla que alimentan a la línea en estaciones intermedias, de manera que no exceda más del 85% de la distancia a las barras remotas mas cercanas. La zona 2 debe tener un alcance más allá de las barras remotas lejanas con máxima alimentación en puntos intermedios. Cuando las tres ramas de la línea en T varían ampliamente en longitud y cuando puede haber grandes diferencias entre las corrientes que alimentan, el ajuste de la zona 2 en el extremo con baja alimentación de potencia puede resultar imprácticamente larga. En tal caso se uti-

líza una regla empírica para ajustar la zona 2 en cada relevador, para una distancia igual al relevador en el punto T más dos veces la rama más larga siguiente. Con este ajuste todas las fallas en las líneas se libran al final en tiempo de la zona 2, aunque el - disparo de la zona 2 puede ser secuencial. Esta regla empírica - es válida en todos los casos independientemente de los niveles relativos de las fuentes de potencia. Si el ajuste de distancia en la zona 2 de la línea en T es largo, puede ser necesario aumentar el tiempo de operación de la zona 2 de la línea T o acelerar la - protección de distancia en las líneas cortas adyacentes para asegurar la coordinación en la operación.

Coordinación de tiempos de ajuste para la operación

Los intervalos de tiempo recomendados entre zonas es de 0.4 seg. aunque puede ser aumentado como se describió previamente para asegurar la coordinación cuando la segunda o tercera zona de líneas adyacentes se traslapan.

Esquemas típicos

Los relevadores de arranque requeridos en los esquemas de reactancia e impedancia son generalmente unidades de inducción.

La fig. 5.32 muestra diagramas polares, con las características de un esquema de protección de distancia con tres zonas. La ac-- ción de memoria puede suministrarse a través de los circuitos de potencial, en el esquema mho la zona 3 tiene una característica - desplazada (fig. 5.32 c), para una mayor seguridad contra la pérdida completa del voltaje. El alcance hacia atrás de la zona 3 - en el esquema mho da protección de respaldo para fallas atrás del relevador cercanas a la barra local, sin embargo debe tenerse cuidado para lograr una coordinación correcta en caso de fallas muy cercanas en otros circuitos conectados a las mismas barras.

Límites de aplicación

El ajuste de impedancia de un relevador de distancia es la relación máxima del voltaje aplicado y corriente para la cual el relevador se encuentra en el umbral de operación. Idealmente es independiente de las magnitudes de voltaje y corriente, pero en la práctica en los relevadores esto es cierto solo sobre un rango limitado.

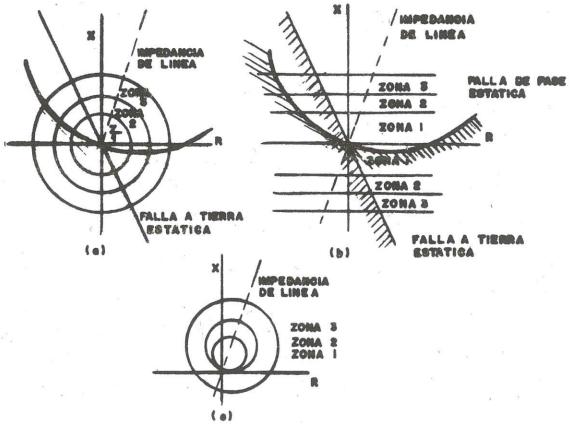


Fig. 5.32.- Esquema de protección de distancia.
a).- Esquema con relevadores de impedancia.
b).- Esquema con relevadores de reactancia.
c).- Esquema con relevadores tipo mho.

La fig. 5.33, muestra la característica de un relevador, graficado en (a) como una curva impedancia-corriente y en (b) como una curva de impedancia-voltaje. De esta última curva que contiene mas información es evidente que el relevador debe operar dentro -

del rango del voltaje V' a V" para que la impedancia medida quede dentro de los límites prescritos de Z' a Z". Por diseño V" es el voltaje nominal del relevador correspondiente al voltaje - nominal del sistema, y el factor R_r = V"/V' es la medida del funcionamiento ampliamente independiente del ajuste de impedancia.

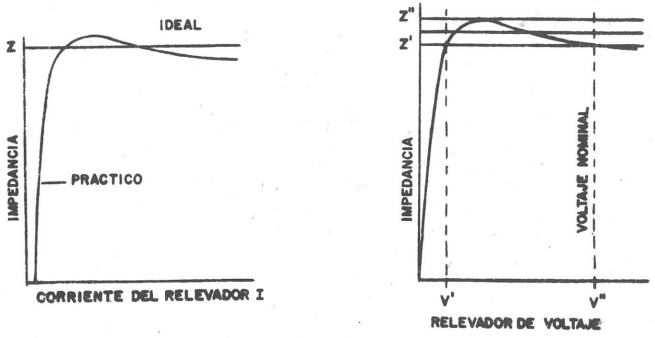


Fig. 5.33.- Características Z/I y Z/V de relevadores de distancdistancia.

El factor utilizado para el estudio de los relevadores de distancia o para su adaptabilidad para aplicación particular es (R_r-1), relación de impedancia característica. Esta relación para la aplicación en un esquema de protección de distancia es usualmente menor que el del elemento de medición real debido a los errores inherentes en los componentes auxiliares (transformadores de medida, etc.).

Los elementos de medición pueden calibrarse con una exactitud de ±15% pero debe permitirse un error de ±15% en el ajuste de los alcances de las zonas de protección, en parte para cubrir la acumulación de errores en el equipo y en parte para absorver ciertos - errores en la impedancia primaria del circuito de potencia. Los

esquemas típicos tienen una relación de impedancia característica de 10 a 12; otros esquema tienen mayor exactitud y mayor indice.

Efecto de las cargas

En la fig. 5.16, se muestra que las conexiones de carga pueden representarse por puntos en un diagrama polar las cuales deben siempre permanecer fuera del alcance de los relevadores de distancia. Una fuerte sobrecarga puede causar que el punto de carga quede dentro de la zona de operación de un relevador de arranque tipo mho sin entrar en la zona 3 de la unidad de medición de distancia. Las conexiones de carga no deben causar la operación de los relevadores de arranque en los esquemas de reactancia ya que se puede tener un disparo indebido. la operación de los relevadores de arranque debido a la carga en los esquemas de impeadancia es indeseable aunque en general no provoquen disparo.

5.2.2 Protección de sobrecorriente

Los relevadores de sobrecorriente de fase responden a la corriente asociada a las fases primarias. Los ajustes en términos de la corriente primaria deben ser mayores que la corriente de carga -- normal. Para asegurar la operación satisfactoria, la corriente - mínima de falla no debe ser menor a dos veces la corriente de ajuste del relevador.

Para proteger contra fallas a tierra, se utiliza un relevador mas, el cual se energiza con corriente residual (3i0). La fig. 5.34 muestra como deben efectuarse las conexiones de estas protecciones.

5.2.2.1 Protección de sobrecorriente de tiempo

La protección de sobrecorriente de fase y tierra con retardo en la operación, puede hacerse selectiva ajustando en forma escalonada los tiempo de operación. La protección mas cercana a la falla opera en un tiempo mas corto que la que se encuentra mas cercana a la fuente de potencia. La simplicidad y bajo costo hacen que esta protección se use ampliamente aunque tiene la desventaja de requerir de tiempos de disparo largos mientras mas cercana a la fuente se localice la falla.

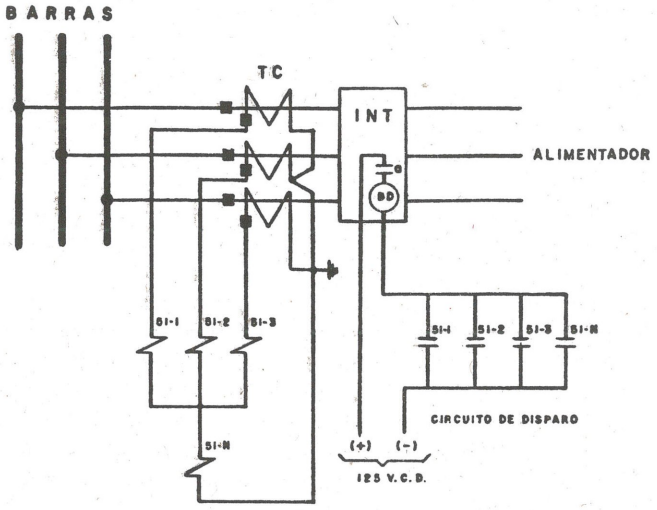
A pesar de ser esta protección la mas simple, es la mas difícil de aplicar; los resultados de los cálculos de cortocircuito y ajustes muestran en ocasiones que la coordinación de tiempos de operación es imposible.

5.2.2.2 Coordinación de tiempos de operación con relevadores de sobrecorriente

El intervalo de tiempo necesario entre dos relevadores sucesivos, está definido por tres factores:

1.- Tiempo de apertura del interruptor

2.- Tiempo de sobreviaje del relevador



51-1,2 y 3 relevadores de sobrecorriente de fase.
51N relevador de sobrecorriente de tierra.
BD.- bobina de disparo.
a .- contacto auxiliar del interruptor.

Fig. 5.34.- Diagnama de conexiones de una protección de sobrecorriente de fase y tierra.

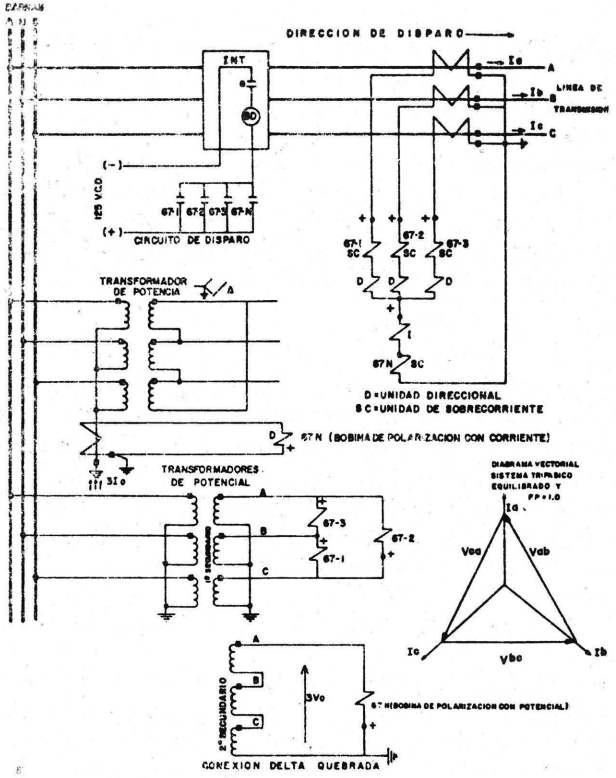


Fig.5.34a.- Diagrama de conexiones de una línea con relevadores de sobrecorriente direccional de fase y tierra.

3.- Margen de seguridad por errores o diferencias en el tiempo de operación del equipo, magnitud de corriente de falla, relación de T.C., etc.

El tiempo de libramiento de falla de los interruptores de potencia modernos puede ser aproximadamente de 2 a 8 ciclos. El tiempo de sobreviaje de los relevadores modernos varía entre 0.03 y 0.06 seg. para relevadores electromecánicos y valores un poco menores para relevadores de estado sólido, el margen de seguridad no debe ser mayor de 0.1 seg. El intervalo total que normalmente se da es de 0.4 seg. No es recomendable usar intervalos de tiempo menores a menos que se tenga un estudio que garantice la operación segura. Los relevadores de tierra se coordinan en forma independiente de los de fase.

Son dos los tipos de curvas mas utilizados, el de tiempo definido y el de tiempo inverso para el primer tipo, el tiempo de operación es prácticamente independiente de la magnitud de la corriente de falla; por lo tanto es imposible tener alguna ventaja por la disminución de la corriente de falla con el aumento en la distancia a la fuente para ayudar a la coordinación. Se coordinan únicamente con el dial de tiempo (Claro entre contactos).

El relevador de sobrecorriente de tiempo inverso utiliza unidades de inducción de una sola magnitud con características de retardo de tiempo inverso. El tiempo de operación es una función inversa de la corriente de falla, por consiguiente es posible lograr la coordinación graduando los ajustes de los relevadores sucesivos de manera que para la misma corriente de falla cada relevador opere en un punto diferente de su característica "tiempo-corriente".

La corriente de ajuste de los relevadores se determina por el número de espiras activas seleccionadas en la placa de taps de ajuste, en cada tap se indica la magnitud de la corriente de operación.
El ajuste de tiempo de operación, varía con la distancia de viaje del contacto y se calibra en múltiplos de tiempo de 0.5 a 10 o de 0.05 a 1.0 según el fabricante. La característica de tiempo corriente del relevador se ilustra en la fig. 5.35 por medio de esta curva se puede calcular fácilmente el tiempo de operación para cualquier corriente. La ordenada está graduada en segundos y la abscisa en múltiplos de la corriente de ajuste, de manera que la curva es común para cualquier ajuste dado. Para encontrar el tiempo de operación en la curva, la corriente debe ser expresada como un múltiplo del tap de ajuste y en el cruce con la curva se obtiene el tiempo de operación en segundos. Hay una curva para cada ajuste de viaje del contacto.

5.2.2.3 Relevadores direccionales

Los relevadores direcccionales utilizan unidades de inducción de dos magnitudes para detectar la dirección del flujo de la potencia en circuitos de C.A. Las condiciones necesarias para su operación son varias, consecuentemente el método de conexión y la compensación del ángulo de fase de un relevador direcciónal difiere según su aplicación.

Los relevadores direccionales empleados para la protección contra cortocircuito en líneas de transmisión utilizan generalmente la conexión de "90°" que se describirá posteriormente.

Estos relevadores son generalemente de operación instantánea y controlan a una unidad de sobrecorriente con retardo. Deben tomarse en cuenta los siguientes factores para la aplicación de estos relevadores.

1.- Para cortocircuitos que no sean trifásicos, las corrientes de fase estan desbalanceadas.

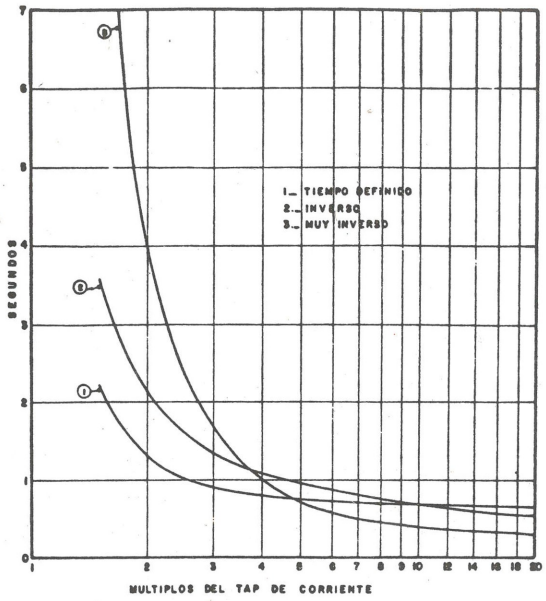


Fig. 5. 33.- Curvas características de relevadores de sobrecorriente con retardo intencionado.

2.- Los voltajes se distorsionan en función del tipo de falla y la relación de las impedancias desde el relevador hasta el punto de falla y del relevador hasta el punto de la fuente de potencia; los voltajes pueden caer a valores muy pequeños.

3.- El factor de potencia de la falla es bajo y depende de la relación R/X de la trayectoria de la falla, la cual varía con el tipo de falla y los circuitos involucrados.

Polaridad de los relevadores

Los relevadores que son afectados por la interacción de dos cantidades actuantes del sistema de potencia pueden tener marcas de polaridad, lo cual es necesario para su correcta operación. En este aspecto no hay normas, de manera que la polaridad es importante para la conexión del relevador, los fabricantes de relevadores deben especificar las marcas de polaridad e indicar claramente su significado. Los relevadores que son sensibles a la dirección de la corriente o al flujo de potencia en una localidad específica y por lo tanto indican la dirección de la falla, son un buen ejemplo practico de la polaridad del relevador. Las unidades direccionales generalmente no se aplican solas sino en combinación con otras unidades como sensores de falla o detectores. Una práctica comun es usar la salida de la unidad direccional para controlar la operación del sensor de falla, este último es a menudo una unidad de sobrecorriente instantánea o de tiempo inverso. Por lo tanto si el flujo de corriente está en la dirección de operación deseada (dirección de disparo) y su magnitud es mayor que la corriente mínima de operación del sensor de falla, el relevador puede operar. Si la corriente está en dirección opuesta (zona de no operación), no habrá operación aunque la magnitud de la corriente sea mayor del valor mínimo de operación.

La unidad direccional requiere de una cantidad de referencia que sea razonablemente constante contra la cual pueda compararse la corriente del circuito que se esta protegiendo. Para relevadores

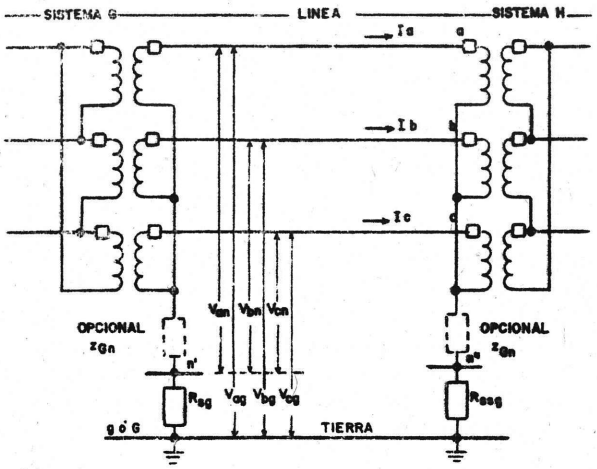
de protección contra fallas entre fases.

Uno de los voltajes del sistema de la fig. 36, puede usarse como referencia. Para todos los propósitos prácticos la mayoría de los voltajes del sistema no cambian su ángulo de fase significativamente durante una falla. En contraste las corrientes de línea pueden defasarse hasta 180° (esencialmente se invierte su dirección de flujo), para fallas en un lado de los circuitos de los T.C. con relación a las fallas en el otro lado de los T.C.

En la fig. 5.37, se muestra el diagrama típico de la polaridad para tres tipos de unidades direccionales usados comunmente. Se acostumbra mostrar varias espiras para las bobinas de voltaje y una sola espira para las bobinas de corriente, colocar el circuito de referencia o circuito de voltaje arriba del circuito de corriente y colocar las marcas de polaridad diagonalmente como se muestra en el esquema de la fig. 5.37.

La cantidad de referencia se llama comunmente "magnitud de polarización", especialmente para relevadores de fallas a tierra donde el relevador se puede polarizar con voltaje o corriente o ambos. Las marcas de polaridad son pequeños símbolos (+) sobre uno de los extremos de cada bobina.

El significado de la polaridad para un relevador específico debe establecerse claramente con una explicación o por medio de un diagrama tal como el mostrado en la fig. 5.37, Estos muestran las características básicas de diseño de un relevador en particular independientemente de cualquier conexión o asociación al sistema de potencia. Los términos "línea de par máximo" y "línea de par cero" vienen de los diseños electromecánicos usados por largo tiempo y aún comunes en la industria, con los diseños recientes de estado sólido, estas podrían ser las líneas de operación o umbrales, pero no hay duda que esta terminología bien establecida continuará por mucho años para todos los tipos de diseño.



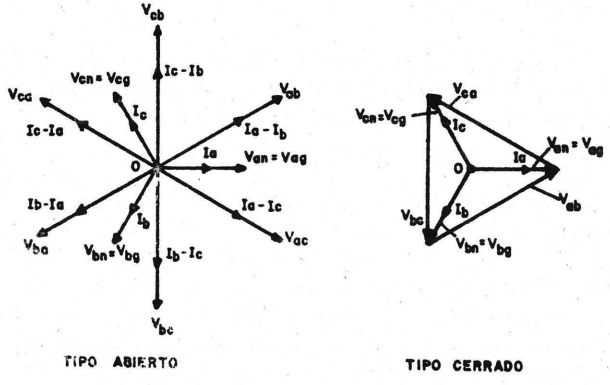


Fig. 5.36.- Diagrama fasorial para un circuito trifásico operando con cantidades simétricas o balanceadas.

a) Diagrama del circuito mostrando las corrientes y caídas de potencial.

b) Diagramas fasoriales indicando las magnitudes de las corrientes y voltajes y las relaciones fasoriales.

En la fig. 5. 37a, el par máximo ocurre cuando la corriente fluye de polaridad a no polaridad (Ipq) adelantando al voltajr por 30° de polaridad a no polaridad (Vrs). El mínimo de operación de la unidad - direccional se especifica a este par máximo. Como puede observarse la unidad operará para corrientes desde casi 60°atrazados con res- - pecto al voltaje de referencia Vrs hasta casi 120°adelantado.

La zona de operación (zona de disparo o de cierre de contactos) esta representada por la mitad del plano limitado por un lado por la - línea de par-cero (zona de no operación) y se extiende en la dirección que contiene la referencia (polarización) y la cantidad de operación. Se requiere de valores de corriente mas altos a medida que Ipq se desvía de la línea de par máximo. El par de operación es una función del coseno del ángulo entre la corriente Ipq y la línea de par máximo, así como las magnitudes de las cantidades de operación.

La unidad de 60°y la unidad de 0° (tipo wáttmetro) se ilustra en la fig. 5.37b y 5.37c respectivamente. Estos se usan para la protección de fallas a tierra.

Un tipo similar de la unidad direccional que se muestra en la fig.- 5. 37a tiene su línea de par máximo adelantado 45°en lugar de 30°. Ambas unidades se usan ampliamente para fallas entre fases.

Aplicación de la polaridad de los relevadores a unidades direccionales para protección de fases

En la fig. 5.36b,se muestran los voltajes de fase que existen en un sistema de potencia y que se pueden considerar como magnitud de referencia para relevadores direccionales. Durante mucho años se han utilizado cinco diferentes tipos de conexiones para unidades direccionales de fase, los cuales se muestran en la tabla 5.1. En años - recientes las conexiones cuatro y cinco han sido las que se han utilizado casi exclusivamente, las cuales seran discutidas.

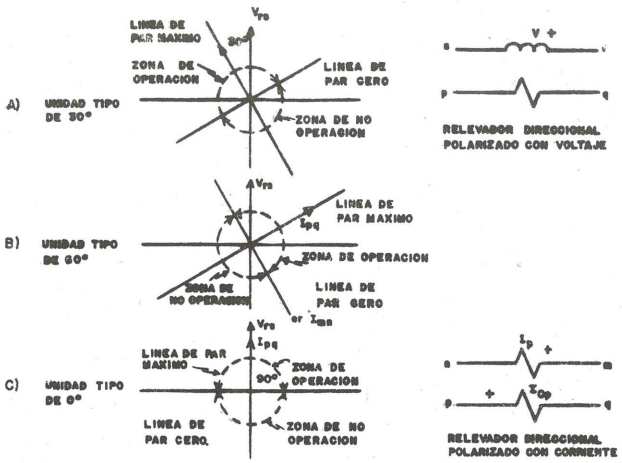


Fig. 5.37.- Características típicas del relevador direccional.

Las conexiones cuatro y cinco son esencialmente las mismas y son - conocidas como "conexión de 90°" la única diferencia entre ellas es el ángulo que las corrientes atrasan a los voltajes para el punto - de operación de par máximo, la diferencia no es significativa debido a que el cos(60°- 45°) es igual a 0.79 y la magnitud mínima de operación típica de este tipo de unidades direccionales es de 2 a 4 VA. Considerando un voltaje normal de 120°para el relevador, este representa una sensibilidad de corriente del orden de 0.02 a -- 0.04 A, debido a ésto la unidad direccional de fase operará con la potencia normal de carga en la zona de operación sin embargo el relevador en su conjunto no operará a menos que ocurra una falla para aumentar la corriente y haga operar la unidad sensora de falla.

Conexión de 90°- 60°para protección de fase

La conexión de 90°aplica voltajes del sistema de potencia que atrasan a la corriente de factor de potencia unitario por 90°. Estos

voltajes y corrientes se obtienen del sistema de potencia a través de T.C. y T.P. las conexiones típicas se muestran en la fig. 5.38 Se usan tres unidades separadas una para cada fase del sistema - de potencia. La unidad direccional de la fase A recibe la corriente Ia y de los voltajes del sistema recibe el voltaje Vbc. La -- unidad direccional de la fase B recibe la corriente Ib y el voltaja Vca atrasado 90°y finalmente la unidad direccional de la fase C recibe la corriente Ic y el voltaje Vab del sistema, atrasado 90°.

En la fig.5.38,las corrientes se conectan de manera que cuando Ia, Ib e Ic estan fluyendo en la dirección de disparo indicado por la flecha " dirección de disparo ", las corrientes secundarias fluyen a través de las unidades direccionales de polaridad a no polaridad. La polaridad de los T.C. no necesariamente tiene que ir a la polaridad del relevador, aunque a menudo es conveniente, como en el -- ejemplo.

Una vez establecida la dirección de disparo de las corrientes en - las bobinas de corriente de las unidades direccionales, los voltajes Vbc en la unidad A, Vca en la unidad B y Vab en la unidad C, deben conectarse de polaridad a no polaridad a las bobinas de voltaje de la unidad direccional como se muestra en la fig. 5.38. El diagrama fasorial de la fig. 5.38c, aplica la característica de la unidad direccional de la fig. 5.37a, a los factores del sisma de potencia. La línea de par máximo adelanta al voltaje por - 30°, de manera que con Vbc de polaridad a no polaridad en el devanado de potencial del relevador, la línea de par máximo se dibuja 30°adelantada como se ilustra en el diagrama fasorial, esto significa 60°atrazados con respecto a la posición del fasor Ia para -- factor de potencia unitario. Esto significa que cuando la corriente de la fase A en el sistema de potencia esté atrazada 60°, la -- unidad direccional operará a par máximo con el valor mínimo de operación y la sensibilidad mas alta. Puesto que la mayoría de las fallas suministran relativamente altas corrientes, el rango de operación varía entre corrientes con casi 30°de adelanto hasta 150° de atraso en la dirección de disparo, la zona de operación mostrada en la fig. 5.38c.Para las unidades de las fases B y C existen - relaciones similares

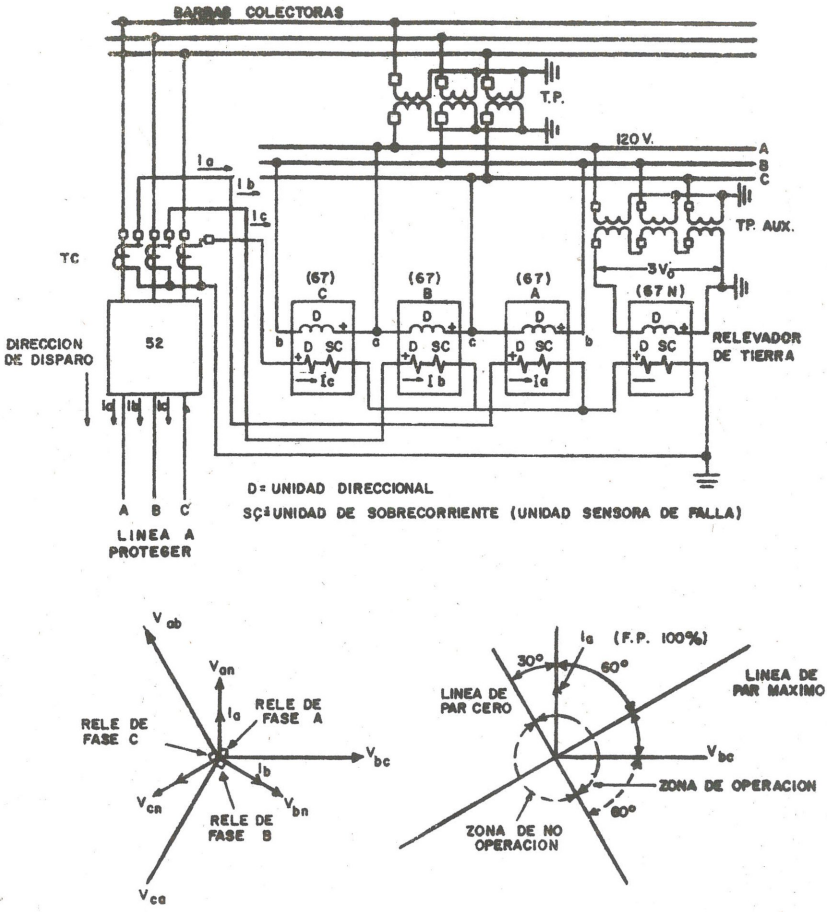


Fig. 5.38.- Conexiones típicas para relevadores direccionales para protección de fallas entre fases usando la unidad de 30°(fig.37a) y para protección de fallas a tierra utilizando una unidad de 60°(fig. 37b).

La descripción anterior se refiere a la conexión 90°- 60°donde se usa un voltaje 90°atrasado y el par máximo de operación se tiene cuando la corriente de fase está atrasada 60°. La conexión 90°-45° es idéntica excepto que el diseño del relevador está previsto para par máximo cuando la corriente adelanta al voltaje por 45°en - lugar de 30°.

Polaridad de unidades direccionales para protección de fallas a tierra

a) Polarización con voltaje

Las conexiones de las unidades direccionales para la protección de fallas a tierra utilizan un voltaje de referencia (voltaje de polarización) como se muestra en la fig. 5.38 y con mayor detalle en la fig. 5.39. A diferencia de los relevadores de fase que se conectaron y analizaron usando corriente y voltaje trifásicos balanceados, en el caso de relevadores de tierra es necesario suponer una falla que incluya tierra por lo tanto se considera una falla de fase a tierra en la dirección de disparo como se muestra - en la fig. 5.39. La característica de este tipo de falla generalmente va acompañada de una caída brusca de voltaje de la fase con falla (Van) con un aumento y retraso en el defasamiento de la corriente de la fase con falla (Ia), tal como se ilustra en el -- diagrama fasorial de la fig. 5.39b. En muchos casos la corriente de las fases no falladas (B y C) son pequeñas y prácticamente despreciables de manera que sus voltajes de fase a tierra son esen-- cialmente los nominales. Si suponemos que en este caso Ib e Ic=0 de manera que Ia=3Io, y considerando también que el voltaje de secuencia cero es igual a 3Vo. La fig. 5.39b muestra el voltaje de polarización (voltaje de referencia), el cual es un voltaje de secuencia cero (3Vo) obtenido de transformadores auxiliares de po- - tencial conectados en delta quebrada (la conexión delta quebrada - se puede obtener directamente si se tiene devanado secundario disponible). Este voltaje 3Vo es la suma de los tres voltajes de fase a tierra como se muestra en el diagrama de conexiones y en el -

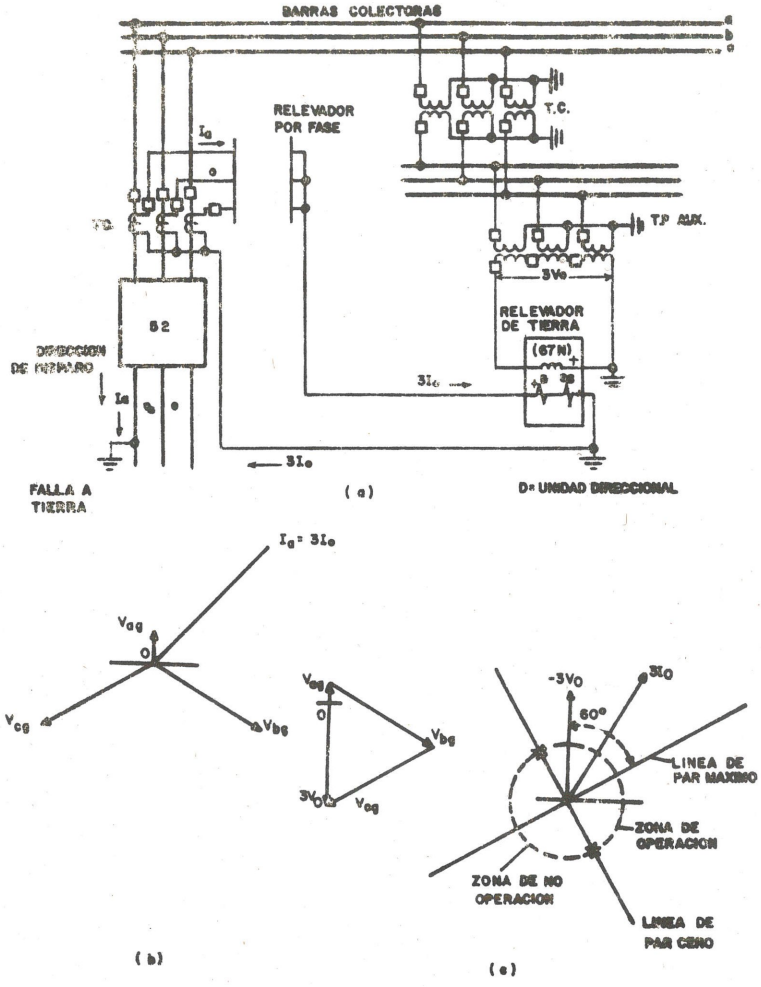


Fig. 5.39.- Conexiones típicas para un relevador de sobrecorriente direccional polarizado con voltaje, utilizando una unidad de 60°

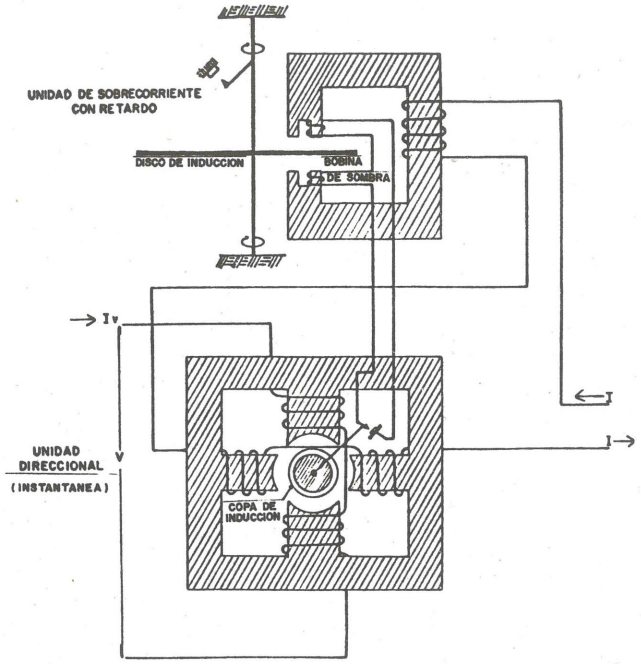


Fig. 5.39d.- Esquema de un relevador de sobrecorriente direccional con retardo en la operación.

diagrama fasorial. En condiciones normales, con voltajes balanceados este voltaje 3Vo es igual a cero.

Para protección de fallas a tierra se utiliza una unidad direccional de 60° (fig. 5.37b). Las conexiones muestran que la corriente de falla Ia fluye en la dirección de disparo y hacia la falla, la corriente secundaria fluye en el relevador de tierra de polaridad a no polaridad. Para tener una operación correcta es necesario aplicar -3Vo a la bobina de voltaje del relevador de tierra de polaridad a no polaridad como se muestra en el diagrama de conexiones y el diagrama fasorial de la fig. 5.39b, donde se indica la condición de operación. Con -3Vo conectado al relevador de tierra de polaridad a no polaridad la característica del relevador de la fig. 5.39b, indica que el par máximo se tendrá cuando la corriente de polaridad a no polaridad esté atrasada en el sistema por 60°. Por lo tanto la línea de par máximo queda como se indica en el diagrama fasorial de la fig. 5.39c . A medida que las magnitudes de 3Vo y 3Io aumenten la operación de la unidad direccional se tendrá para corrientes -- desde 30°adelantados hasta 150°atrasados.

Una forma de verificar que las conexiones son correctas, se logra suponiendo que los T.P. son una fuente de tierra con la corriente fluyendo de neutro pasando por los primarios de los T.P. hacia la falla. Trazando estas corrientes en los secundarios de los T.P. junto con la corriente de falla del sistema, se observará que la corriente circula de polaridad a no polaridad en las dos bobinas de la unidad direccional.

b) Polarización con corriente

La corriente que fluye en el neutro aterrizado de un transformador estrella-delta de potencia o distribución puede utilizarse como magnitud de polarización o referencia para una protección de fase a tierra. Las conexiones típicas se muestran en la fig. 5.40 En condiciones normales el sistema está balanceado y no hay circulación de corriente por el relevador de tierra, en la fig. 5.40 se muestra una falla de la fase A a tierra en la dirección de disparo. Para simplificación, las corrientes de fase Ib e Ic se consideran --

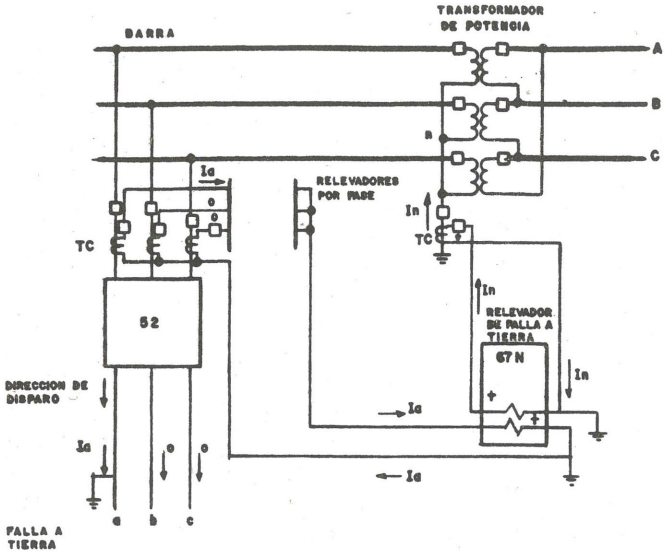


Fig. 5.40.- Conexión típica para una unidad direccional de falla a tierra, polarizado con corriente, usando la unidad de 0°de la fig. 5.37.

igual a cero. Para todos los propósitos prácticoa la corriente que fluye en la falla está esencialemte en fase con la corriente que fluye de tierra al transformador, por este motivo se usa una unidad direccional de tipo 0°cuya característica se muestra en la fig. 5.37c.

Para enfatizar que las marcas de polaridad de los T.C. no necesariamente tienen que conectarse a las marcas de polaridad de los relevadores, los T.C. de la línea han sido conectados arbitrariamente de manera que Ia fluye de no-polaridad a polaridad en la bobina del relevador, por lo tanto, la corriente secundaria de polarización In debe conectarse de no-polaridad a polaridad cuando la corriente primaria de falla In fluye del neutro al transformador.

Con las corrientes Ia e In en fase se tendra el par máximo de operación. La operación aún se puede tener con una corriente desde casi 90°adelantada hasta casi 90°atrasada con respecto a la otra corriente siempre y cuando las magnitudes de las corrientes rebasen el valor mínimo de operación de la unidad direccional. Es obvio que las conexiones de la fig. 5.40 serán también correctas si se invierten ambas señales; la de operación (Ia) y la de polarización (3Io).

La selección del ángulo está determinado por los factores de potencia de las fallas para las cuales se desea la operación del relevador, para los casos en que el relevador no debe operar el par de operación del relevador debe ser cero o inverso.

La protección de sobrecorriente direccional que utiliza grupos de unidades monofásicas tiene la ventaja de la flexibilidad y alta sensibilidad. Sin embargo ocasionalmente estos relevadores pueden operar indebidamente bajo ciertas condiciones de falla en las cuales dos relevadores desarrollan correctamente su par de restricción y uno desarrolla par de operación. Esto es tolerable

debido a que la corriente de fase asociada a la respuesta direccional incorrecta es insuficiente para hacer operar la unidad de sobrecorriente de tiempo del relevador.

5.2.2.4 Relevadores direccionales de tierra

Los problemas que se presentan en los relevadores direccionales de tierra están mas bién relacionados con el diseño del circuito del relevador que con los T.C. y T.P. Con los relevadores direccionales de fase la localización de la zona de operación para dar una respuesta correcta a los diferentes tipos de fallas que puedan ocurrir es crítico, sin embargo con los relevadores de falla a tierra se tiene ventaja debido a que la característica inherente de ángulo de fase del voltaje residual y corriente residual es independiente de la fase con falla y definida solamente -- por la relación R/X de la trayectoria de la falla. Cuando se -- tienen sistemas sólidamente aterrizados y la conexión a tierra - está situada convenientemente, se puede usar una conexión a un T.C. en dicho neutro para polarizar un relevador corriente-corriente.

5.2.2.5 Aplicación de los relevadores de sobrecorriente

Las protecciones primarias que usan relevadores de sobrecorriente tienen su aplicación limitada a circuitos de distribución -- sencillos. Usualmente estos relevadores no tienen las características necesarias para discriminación, tiempo de operación y - ajustes requeridos para la protección de líneas de transmisión. Sin embargo a menudo se usan los relevadores de sobrecorriente, como protección de respaldo, cuando la protección primaria tiene características más sofisticadas.

Protección de sobrecorriente de tiempo

Los principios de este método se describieron anteriormente. con ciertas limitaciones se puede aplicar a circuitos radiales, circuitos en anillo y circuitos en paralelo. Es evidente que el tiempo es un factor limitante; el número de secciones de líneas en serie a las que se les puede dar una protección coordinada depende del máximo tiempo permisible en el punto de alimentación.

Circuitos radiales

En la fig.5.41, se muestra un sistema radial simple. El ajuste del relevador mas alejado de la fuente de potencia es la primera que debe calcularse y después deben ajustarse los otros relevadores en forma consecutiva hacia la fuente de potencia el ajuste de los relevadores de sobrecorriente debe hacerse de tal manera que no operen en condiciones de carga máxima o en transitorios debidos a maniobras o arranque de motores. Para asegurar una protección de respaldo adecuada cada relevador debe recibir al menos dos veces su corriente de ajuste para una falla en el extremo remoto de la sección siguiente; por ejemplo en la fig. 5.41 el relevador A debe operar satisfactoriamente para la falla F4 y el relevador B para la falla F2 con mínima generación en la fuente.

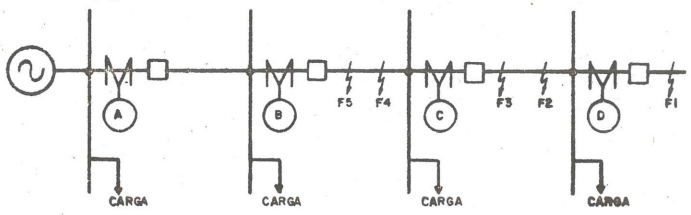


Fig. 5.41.- Diagrama típico de un sistema radial.

Considerando ahora la coordinación, el relevador C se coordina con el relevador D para La falla F1 con máxima generación en la fuente en forma similar B se coordina con C para la falla F3 y A se coordina con B para la falla F5.

Observando la característica tiempo-corriente de un relevador de disco de inducción, se puede observar que pueden tenerse mas pasos de escalonamiento si los relevadores operan en la parte inversa de la curva en lugar de la parte lineal. Por este motivo es ventajoso tener ajustes de corriente mas altos en los relevadores que quedan mas cerca de la fuente sin perder de vista que ningun relevador debe ser ajustado de manera que reciba menos de dos veces su corriente mínima de operación para cualquier falla en la cual se desee su operación.

En una red radial las corrientes de carga son mayores mientras mas cerca se encuentran de la fuente. Mientras mas cerca se encuentre la falla de la fuente menor será la impedancia de la trayectoria de la falla y por lo tanto mas alta la corriente de falla. Los límites inferiores del ajuste de corriente del relevador estan gobernados por las cargas en las diferentes subestaciones y los límites superiores por las mínimas corrientes de falla en los diferentes puntos de falla considerados. Escalonando los niveles de corriente dentro de estos límites asi como los tiempos de ajuste un buen número de subestaciones pueden ser coordinadas en una cadena radial. Cuando la magnitud de la falla varía considerablemente con la capacidad de generación el escalonamiento de corriente no puede ser aplicado de la misma manera. La desventaja de tiempos de disparo mas largos para las fallas mas cercanas a la fuente de potencia pueden solucionarse utilizando relevadores de sobrecorriente instantanea con ajustes mas altos usados en combinación con los relevadores de disco de inducción.

5.2.2.6 Relevadores de disco de inducción con unidad instantánea utilizados en circuitos radiales

Los relevadores de sobrecorriente instántanea se conectan en serie con la unidad de disco de inducción y pueden ser usados para librar fallas en forma instántanea en más de un alimentador en un sistema radial, siempre y cuando:

1.- Se tenga una relación de al menos 3/1 entre las corrientes de falla en los dos extremos del alimentador con máxima generación.

2.- Que los cambios normales en la fuente produzcan solamente pequeños cambios en las corrientes de falla del alimentador.

La fig. 5.42 muestra las características de la combinación de relevadores de disco de inducción e instantáneas. Para una correcta coordinación, el elemento instantáneo debe tener una corriente mínima de operación arriba de la corriente máxima de falla en el extremo del alimentador que protege. Como regla general se recomienda un margen del 50% ; por ejemplo en la fig. 5.42 el ajuste de operación del relevador instantáneo de la subestación A no es menor del 150 % de la corriente máxima de falla en B, este margen permite cubrir errores y sobrealcance de la unidad -- instantánea en el caso de transitorios asimétricos.

En la fig. 5.42 se puede observar una ventaja adicional del esquema que consiste en la reducción permisible en el intervalo de tiempo entre los relevadores de unidad de disco de inducción. La unidad de disco (relevador de sobrecorriente de tiempo) en A debe coordinarse con el elemento instántaneo de B para una falla - en B y con la unidad de tiempo de B para una falla en X (es de-- cir en el límite de alcance del elemento instántaneo en B). Si no hubiera elemento instántaneo en B la unidad de tiempo en A - podria requerir una curva de tiempo mas lenta (i).

Una aplicación particular de la combinación de elemento instántaneo y unidad de tiempo en relevadores de sobrecorriente es para la protección de alimentadores con transformadores, fig. 5.43. El alcance del elemento instantáneo de fase esta límitado por -

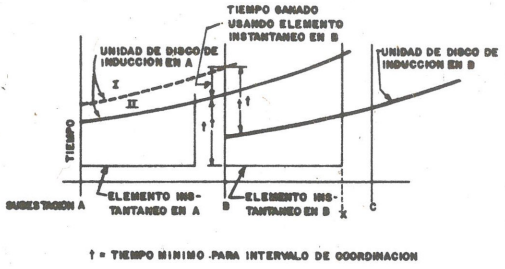


Fig. 5.42.- Relevador de sobrecorriente de tiempo con elemento instantáneo.

Fig. 5.43.- Relevadores de sobrecorriente instantánea aplicados a alimentadores con transformadores.

la alta impedancia del transformador; por consiguiente se puede asegurar un libramiento instantáneo para fallas a todo lo -- largo de la línea.

5.2.2.5.2/ Circuitos en anillo

Los circuitos en anillo pueden considerarse como dos circuitos radiales sobrepuestos. La fig 5 .44 muestra la aplicación de un sistema de protección de sobrecorriente de tiempo coordinado para un anillo. Las flechas en la fig.5.44a, muestran la dirección del flujo de la potencia de falla para operar los relevadores. En circuitos radiales es adecuado usar relevadores no direccionales, pero cuando los circuitos están acoplados para formar un anillo como se muestra en la fig.5.44b, los relevadores deben usarse para tener selectividad en el disparo. Para permitir la operación de los elementos direccionales deberá agregarse 0.1 seg. al intervalo de tiempo entre relevadores.

En todas las estaciones los relevadores operan para flujos de -- potencia que fluyen alejandose de las barras de la estación generadora. Las flechas de doble cabeza en los puntos que son -- fuente (a) indican relevadores no direccionales, ya que la potencia puede fluir solamente en un sentido alejandose de la barra, de manera que los relevadores direccionales no son necesrios en este caso.

Los ajustes de los relevadores se determinan coordinando primero en una dirección y luego en la otra, retrocediendo hacia la fuente de potencia. Por ejemplo considerando el circuito A-E en el - sentido contrario a las manecillas del reloj (fig.5.44), el ajuste del relevador en E es el primero en calcularse el relevador debe recibir por lo menos dos veces su corriente de ajuste para una falla en el extremo Z de la línea E-Z con el interruptor Z abierto y la corriente de falla alimentando, a través del anillo desde A con mínima generación. El ajuste mínimo del dial de tiempo se - puede usar para el relevador en E, pero la corriente de ajuste debe ser suficiente para que el relevador soporte térmicamente la plena carga de todas las subestaciones.

El siguiente paso es calcular el ajuste de los relevadores en D. El relevador debe recibir por lo menos dos veces su corriente de ajuste para fallas en Z con mínima generación y con el interruptor Z abierto pero la corriente primaria de operación debe estar arriba de la corriente de plena carga de la subestación en E-Y, y el relevador debe ser capaz de soportar térmicamente la carga de las subestaciones DX, CW y BV. Con una falla en E, el interruptor Z abierto y máxima generación, el relevador en D debe coordinarse con el relevador en E. El proceso se repite para los relevadores C,B y A.

A continuación se realizan los cálculos de ajuste para los relevadores en el circuito alineados en el sentido de las manecillas del reloj Z-V, nuevamente retrocediendo desde V hasta Z.

Se debe tener cuidado en asegurar que el punto medio del anillo quede bien protegido. Asumiendo, en la fig. 5.44b, que las impedancias de las dos trayectorias desde un punto entre C y X, a las barras fuente son iguales, una falla en este punto alimentará igualmente vía A y Z. Para dar protección primaria y de respaldo, la corriente primaria de operación de los relevadores en B, C, Y y X no deben ser mayores que un cuarto de la corriente de falla mínima al punto medio. Si el punto medio estuviera entre dos relevadores con diferentes tiempos de operación, por ejemplo B y W, podría ocurrir un disparo secuencial y la corriente de falla a través de B podría aumentar despues de que W haya abierto.

Los disparos secuenciales ocurriran para fallas en otros lugares; por ejemplo para una falla cercana a A, una corriente despreciable fluirá a través de V hasta que A opere, de manera que B disparará después qué A aunque el relevador en B tenga un tiempo mas bajo.

El principio de la coordinación de corrientes puede aplicarse so-

lamente si las corrientes mas bajas de ajuste adoptadas en cualquier punto permiten el flujo de la máxima carga por ese punto.- Como regla general la corriente primaria de operación debe ser igual en todas las subestaciones alrededor del anillo principal.

En la fig. 5.44b puede observarse que en cada subestación hay un - relevador rápido y un relevador lento. El relevador más lento puede hacerse no direccional si la diferencia entre los tiempos de operación es mayor que el intervalo de coordinación requerido entre un relevador no direccional y un relevador direccional (normalmente 0.4 seg. mas 0.1 seg. para el elemento direccional). En forma similar si las corrientes primarias de operación están coordinadas (raramente permisible), puede encontrarse que en algunos puntos la corriente con flujo de potencia invertida es menor que el ajuste, en cuyo caso la característica direccional no se requiere. Sin embargo la práctica de mezclar relevadores direccionales y no direccionales a través del anillo disminuye la flexibilidad del sistema y no es recomendable.

La coordinación correcta para fallas en todos los puntos del anillo es posible solamente cuando no se tienen circuitos de enlace y - con fuente de alimentación en un solo punto. Si la posición del punto fuente cambia, es necesario reajustar los relevadores para restablecer la coordinación. Un sistema en anillo con un solo - circuito de enlace puede protegerse como se muestra en la fig. 5. 45; con relevadores de sobrecorriente no-direccionales con el tiempo mínimo de ajuste en el disparo para el circuito de enlace para fallas en cualquier punto del sistema.

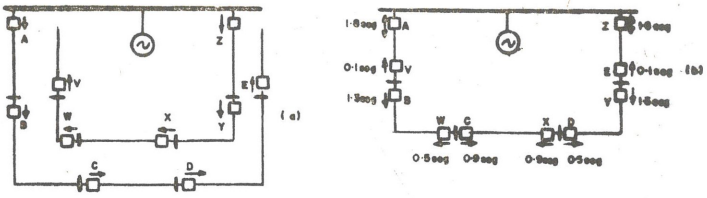
Es posible dividir una red compleja en un número de anillos principales simples y algunos circuitos radiales abriendo algunos -- interruptores; la coordinación de las protecciones puede entonces obtenerse con relevadores de sobrecorriente. Si los trabajos de mantenimiento o el libramiento de una falla implica la -- desconexión de una parte sana del sistema, la alimentación puede mantenerse o restableserse cerrando un interruptor normalmente - abierto. Invariablemente con el cambio de condiciones se pierde

un tanto la coordinación lo cual puede algunas veces corregirse reajustando los relevadores, sin embargo deben tomarse las medidas - necesarias para asegurar que cuando los ajustes de los relevadores sean modificados temporalmente deben regresarse a sus valores originales cuando el sistema se restablece o normaliza. La necesidad de modificar los ajustes de los relevadores debido a - algunas operaciones de switcheo, debe evitarse usando una protección diferente. En general en sistemas en anillo con más de una interconexión o mas de un punto de alimentación o donde se prevean futuras ampliaciones, deben utilizarse protecciones de - distancia.

5.2.2.5.3 Circuitos paralelos

Los principios de aplicación de los relevadores de sobrecorriente de tiempo en circuitos paralelos y derivaciones en paralelo son los mismos que para alimentadores en anillo. La fig. - 5.46 muestra las dos aplicaciones. El primer requisito es que debe haber solamente un punto de alimentación. Los relevadores en el extremo receptor son direccionales y operan para flujos de potencia alejándose de las barras locales; sus tiempos de ajuste deben ponerse en el mínimo. Los relevadores en el extremo de la fuente son no-direccionales y están coordinados en su tiempo de operación con los relevadores direccionales y con los relevadores de sobrecorriente de circuitos que salen de las barras receptoras con máxima capacidad de generación y considerando solo uno de los dos circuitos paralelos en servicio.

La división de la corriente de falla en las trayectorias en paralelo deben tomarse en cuenta al determinar la corriente de ajuste de los relevadores del lado de la fuente. Con el objeto de dar una protección de respaldo completa los relevadores deben operar para fallas en el extremo remoto



a) Evolución de un anillo b) El anillo

Fig. 5.44.- Coordinación de relevadores de sobrecorriente para un circuito en anillo.

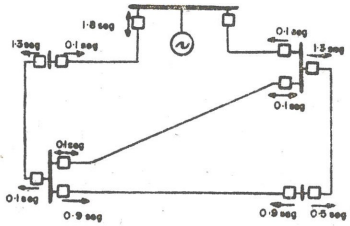


Fig. 5.45.- Coordinación de relevadores de sobrecorriente de un circuito en anillo con un circuito de enlace.

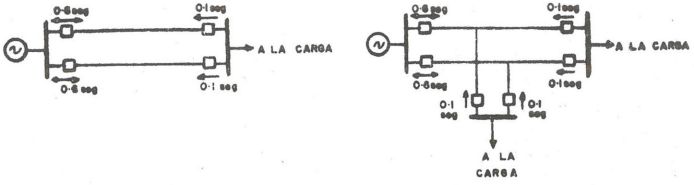


Fig. 5.46.- Coordinación de relevadores de sobrecorriente para circuitos radiales en paralelo.

CAPITULO VI

6 PROTECCION DE BARRAS COLECTORAS

Las fallas en barras colectoras no son frecuentes, sin embargo, la experiencia ha demostrado que la protección de barras es necesaria en subestaciones importantes. Si el sistema de potencia está operando con equipos de protección en cada uno de sus elementos como son: generadores, transformadores y líneas de transmisión, las barras colectoras también requieren de unidades de protección de alta velocidad.

Las protecciones de respaldo en los extremos remotos de los circuitos conectados a una barra, generalmente funcionan también como protección de respaldo de dicha barra sin embargo esto no es suficiente ya que operan con cierto retardo y en algunos casos la corriente de cortocircuito puede no ser suficiente - para su operación.

En la fig. 6.1 se ilustra una falla en las barras de la SE "A", en caso de no tener protección primaria, las protecciones que ven la falla son: Las protecciones de sobrecorriente del generador y las protecciones de sobrecorriente -- direccional de las líneas 1 y 2 en las subestaciones "B" y "C" respectivamente, debido a que por estos circuitos el sistema alimenta a la falla.

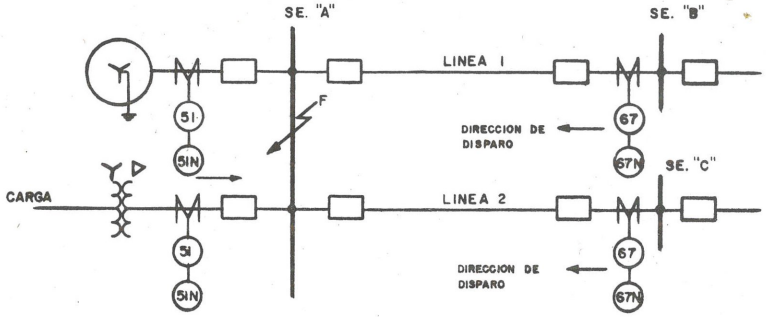


Fig. 6.1.- Diagrama que muestra las protecciones de respaldo que operan en caso de falla en las barras de la SE. "A".

Aunque la mayoría de las fallas en barras son a tierra, se pueden presentar también fallas entre fases, por lo tanto una protección de barras debe cubrir todos los tipos de cortocircuito.

Existen fundamentalmente dos tipos de protección diferencial de barras, una de ellas utiliza un relevador de sobrevoltaje y se necesita un circuito de protección y un relevador por fase; la otra utiliza "transformadores suma" (ver inciso 2.2.4) los cuales transforman la señal trifásica en una señal monofásica, utilizando un solo circuito de protección y un solo relevador para las tres fases. En ambos casos el principio de operación se basa en la primera ley de Kirchhoff:

$$\Sigma I = 0 \qquad \text{---------- (6.1)}$$

Esto significa que en condiciones normales, la suma de las corrientes en una barra es igual a cero o que la suma de las corrientes que entran es igual a la suma de las que salen y en condiciones de falla interna, esta igualdad no se cumple.

6.1 Protección diferencial de barras con relevadores de sobrevoltaje

Este esquema de protección diferencial usa un relevador de voltaje de alta impedancia que evita el problema del comportamiento desigual de los transformadores de corriente. Este arreglo tiende a forzar a las falsas corrientes diferenciales a circular a través de los T.C. en lugar de circular por la bobina de operación del relevador. Para que este esquema funciones correctamente, la resistencia del devanado secundario de cada T.C. debe ser bajo. Esto se logra generalmente con T.C. tipo boquilla (bushing). Todos los transformadores de corriente deben tener la misma relación y operar con su devanado completo. Si se usan derivaciones (taps), el devanado entre las derivaciones debe ser completamente distribuído.

El principio de operación se ilustra en la fig. 6.2. En caso de falla externa

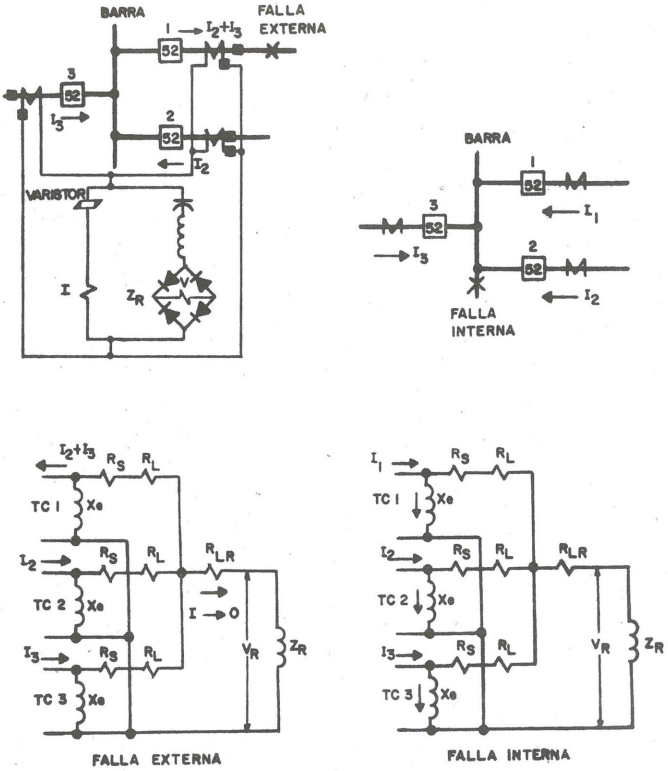


Fig. 6.2.- Principio de operación de la protección diferencial de barras de sobrevoltaje.

el voltaje máximo V_R a través del relevador diferencial Z_R se tendrá si el T.C. del circuito con falla (circuito 1), se satura completamente y los T.C. de los otros circuitos no se saturan. Este es el caso extremo, ya que en la practica los T.C. no se van a saturar con fallas externas no severas o tendrán diversos grados de saturación en caso de fallas severas. Los fabricantes dan un margen de seguridad empírico mediante un factor de seguridad, para modificar el cálculo de máximo voltaje para ajustar el relevador. El cálculo se realiza con el máximo cortocircuito trifásico simétrico y el de fase a tierra. Las corrientes de falla son diferentes y la resistencia de los cables de conexión R_L, se considera como R_L para fallas trifásicas y como $2R_L$ para fallas monofásicas.

En caso de falla interna (ver fig. 6.2), la alta impedancia Z_R del relevador diferencial forza a parte de la corriente secundaria a circular a través de la impedancia de excitación de los T.C., por tal motivo V_R será lo suficientemente alto para operar el relevador y es prácticamente el voltaje de circuito abierto de los T.C. El relevador está provisto con un varistor en paralelo con Z_R, que sirve como protección, limitando los voltajes a un nivel seguro. Un circuito resonante provee máxima sensibilidad a la frecuencia del sistema (60 Hz) y filtra las componentes transitorias de corriente directa.

La impedancia entre la unión de las terminales de los T.C. y el relevador (R_{LR}) es despreciable comparado con el alto valor de la impedancia del relevador Z_R. El esquema requiere que la resistencia total de los T.C. y las terminales hasta el punto de unión ($R_S + R_L$) se conserve bajo. Por este motivo los secundarios de los T.C. deben interconectarse en forma equidistante y lo mas cerca no posible a dichos T.C., de tal manera que los valores de R_L sean prácticamente iguales y bajos.

Los tiempos de operación de estos relevadores son del orden de 20 a 30 mseg. y si se requiere pueden llevar una unidad instantánea para fallas internas de alta corriente que operan entre 8 y 16 mseg. con lo antes expuesto, se puede establecer una ecuación para la determinación del ajuste del relevador:

$$V_R = F(R_S + R_L) \frac{I_F}{K_{TC}} \qquad \text{----------} \quad (6.2)$$

Donde:

V_R = Voltaje de operación del relevador.

R_S = Resistencia del devanado secundario del T.C.

R_L = Resistencia de los cables de conexión desde el punto de unión al T.C. mas distante (se considera la resistencia de un solo hilo para fallas entre fases y la resistencia de dos hilos para fallas monofásicas).

I_F = Máxima corriente de falla externa (3Ø y 1Ø).

K_{TC} = Relación del transformador de corriente.

F = Factor de seguridad

El cálculo de V_R se hace tanto para falla externa máxima trifásica como para la monofásica y se toma el mayor de los dos.

6.2 Protección diferencial con transformadores de corriente suma.

El esquema de protección diferencial de barras de alta impedancia, se puede aplicar en la mayoría de los casos, sin embargo en algunas ocasiones no se cuenta con T.C. con voltajes de saturación lo suficientemente altos y pérdidas lo suficientemente bajas y se hace necesario el uso de esquemas de protección polarizados (de corriente directa). Un esquema típico simplificado que utiliza un relevador de bobina móvil se muestra en la fig. 6.4. Las corrientes de carga provocan un flujo de corriente en la bobina de restricción; las fallas externas producen un efecto de restricción mas grande y aseguran la estabilidad de la protección con mayores corrientes de desbalance que las permitidas en un esquema no polarizado o de corriente alterna. Debido a los transformadores suma o filtros de secuencia (ver inciso 2.2.4), el esquema es sensible a todas las fallas internas.

Considerando la estabilidad y asumiendo que el primario de un T.C. ideal se equilibra contra uno completamente saturado, la máxima corriente de falla externa I_F circula a través de la bobina de operación y el T.C. saturado que se encuentra en paralelo (ver fig. 6.4).

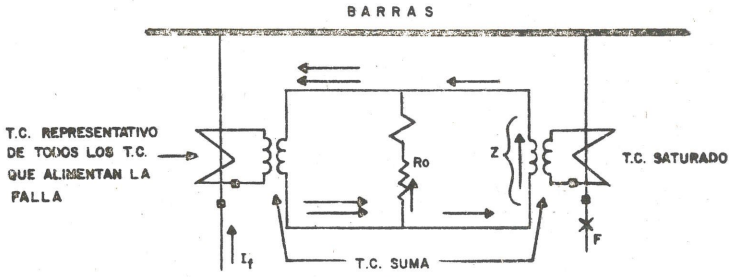


Fig. 6.4.- Diagrama equivalente de la protección diferencial de barras con transformadores suma.

Si se denomina como Z a la impedancia combinada de la resistencia del devanado secundario del T.C. saturado, la resistencia y reactancia del transformador suma y la resistencia de los cables de conexión al relevador y si además se denomina como Ro a la resistencia del circuito de la bobina de operación (que consta propiamente de la resistencia estabilizadora), se tiene que la impedancia total o equivalente es:

$$ZRo/(Z + Ro) \quad \text{----------} \quad (6.3)$$

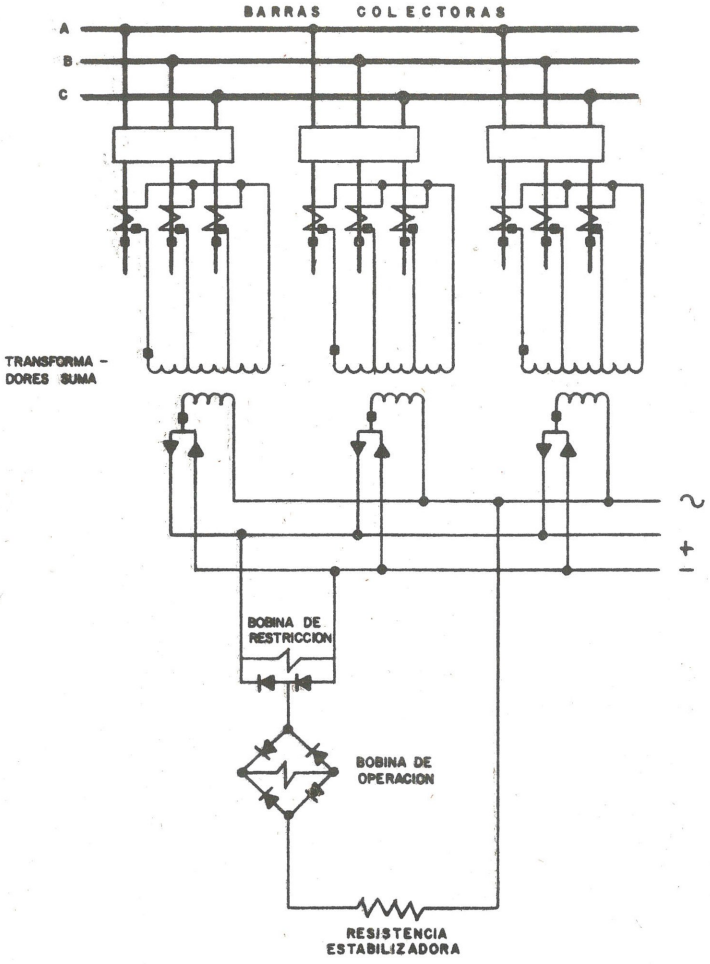


Fig. 6.5.- Protección diferencial de barras con transformadores suma.

y el voltaje es; $I_F \, ZRo/(Z + Ro)$ ---------- (6.4)

La corriente total de falla I_F fluye por la bobina de restricción y la parte que circula por la bobina de operación es:

$$I_F Z/(Z + Ro)$$

De lo anterior , se puede establecer el límite de estabilidad en función de los amper-vueltas de operación y los de restricción:

$$I_F N_r = I_F N_o Z/(Z + Ro) \quad \text{---------- (6.5)}$$

Si $N_r/N_o = B$, que es la característica de polarización del relevador, el relevador es estable cuando:

$$B = \frac{Z}{Z+Ro}$$

Lo cual es independiente de la corriente de falla, de donde se puede determinar el valor de Ro.

$$Ro = \frac{Z}{B} - Z$$

$$Ro = Z(B^{-1}-1) \quad \text{---------- (6.6)}$$

Es evidente que hay un límite en la cantidad de corriente polarizada cuando se considera una falla interna.El voltaje desarrollado a través del circuito de operación (bobina más resistencia estabilizadora) se imprime tambien en todos los TC en paralelo asociados a la protección.La corriente de excitación de todos los TC sin carga fluyen a través de la bobina de resticción y aumenta el ajuste minimo de operación del relevador.

La corriente de operación circula a través de la bobina de restricción, por tanto en el umbral de operación:

$$I_s N_o = I_s N_r + K \quad \text{---------- (6.7)}$$

Donde : I_s = Corriente de ajuste de la bobina de operación
N_o = Espiras de la bobina de operación
N_r = Espiras de la bobina de restricción
K = Resistencia mecánica

Los dos tipos de protecciones que se mencionan en este capítulo se hacen en forma simplificada, los modelos usuales son un poco mas elaborados, encontrándose nuevos modelos de estado - sólido, habiendo también otros tipos de protecciones que tienen variantes con relacion a las mostradas.

CAPITULO VII

7 PROTECCION DE GENERADORES

Como resultado del diseño moderno y la mejor calidad de los materiales, la frecuencia de fallas en generadores es pequeña. Sin embargo pueden ocurrir y causar daños considerables. Por lo tanto es importante conocer las condiciones anormales y aislar el área dañada rápidamente.

Fallas que se pueden presentar en los generadores:

1).- Falla en los devanados
2).- Sobrecarga
3).- Sobrecalentamiento del estator
4).- Sobrevelocidad
5).- Falla o pérdida de campo
6).- Motorización del generador
7).- Operación con carga monofásica o carga desbalanceada
8).- Pérdida de sincronismo

En algunas de estas condiciones no se requiere el dispara automático, ya que con una atención adecuada pueden corregirse estando la máquina en servicio y solo se utilizan alarmas y señalización.

7.1 Protección contra falla en los devanados

Se usa la protección diferencial contra fallas entre fases y a tierra en los devanados, como se mencionó en el capítulo IV al referirse a la conexión de dicha protección, en el caso de equipos diferentes a los transformadores. En la fig. 4.7 (capítulo IV), se muestra la conexión de la protección diferencial para un generador conectado en estrella.

La conexión delta de un generador no es usual, pero en el caso de tenerse esta condición, la protección diferencial debe conectarse como se muestra en la fig. 7.1.

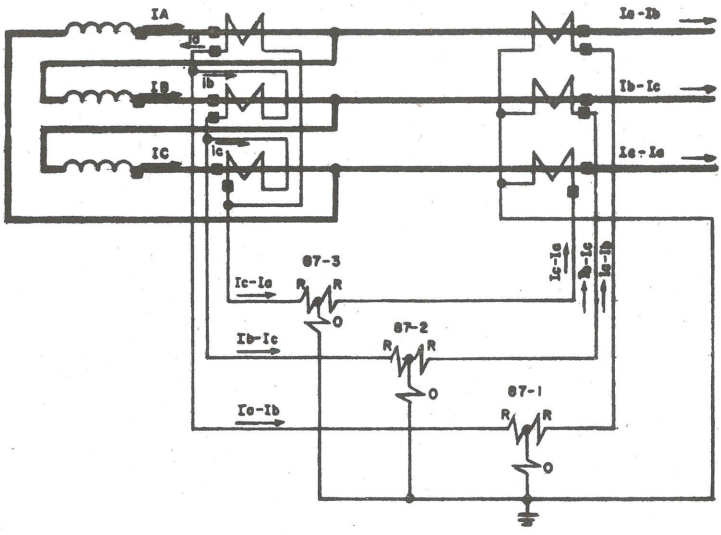
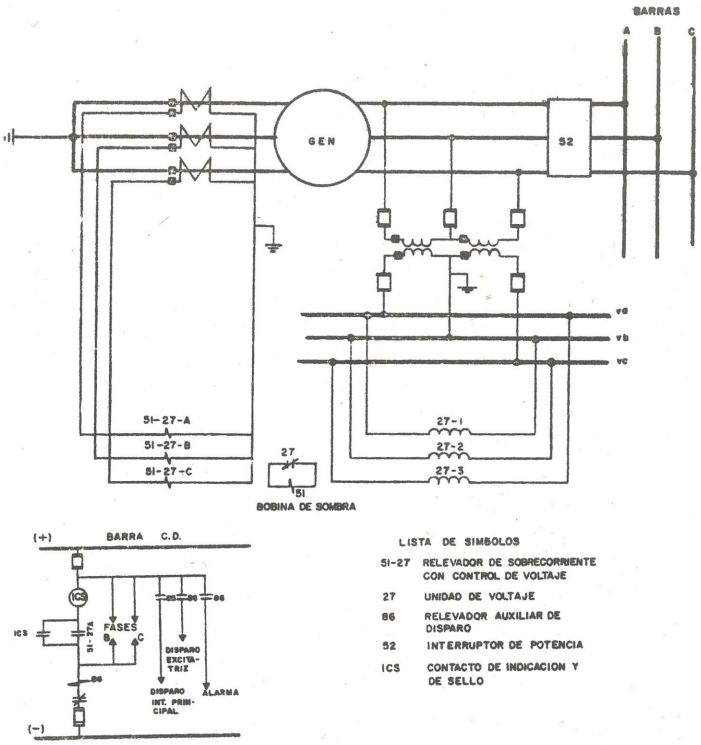


Fig. 7.1.- Diagrama de conexiones de la protección diferencial para un generador con devanados en delta.

7.2 Protección de sobrecarga

Se aplica mas bien como protección de respaldo para barras o transforma-- dor que para protección propia del generador. Las normas especifican que



LISTA DE SIMBOLOS

51-27	RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE CON CONTROL DE VOLTAJE
27	UNIDAD DE VOLTAJE
86	RELEVADOR AUXILIAR DE DISPARO
52	INTERRUPTOR DE POTENCIA
ICS	CONTACTO DE INDICACION Y DE SELLO

Fig. 7.2.- Diagrama de conexiones de la protección de respaldo de sobrecarga con voltaje controlado.

un generador deberá ser capaz de mantener un cortocircuito trifásico en sus terminales durante 30 segundos a factor de potencia y KVA nominales y excitación correspondiente a 5 % de sobrevoltaje sin sufrir daño alguno. Generalmente se usan relevadores de sobrecorriente con control de voltaje ajustados a valores del orden del 120 porciento de la corriente nominal del generador. La unidad de sobrecorriente no puede operar, a menos que el voltaje sea menor a un valor predeterminado. El diagrama de conexiones de esta protección se muestra en la fig. 7.2.

7.3 Protección contra sobrecalentamiento del estator

El sobrecalentamiento del estator es producido por sobrecarga o por falla en el sistema de enfriamiento. La forma de detectarlo es colocando resistencias o termopares en el estator los cuales se conectan con un juego de resistencias y un relevador direccional formando un puente de wheatstone. El relevador tiene par de operación que tiende a abrir los contactos cuando la resistencia es baja, indicando baja temperatura de la máquina. Cuando la temperatura de la máquina excede 120°C (para máquinas con aislamiento clase B), el puente se desbalancea y los contactos del relevador se cierran enviando una señal de alarma (ver fig. 7.3).

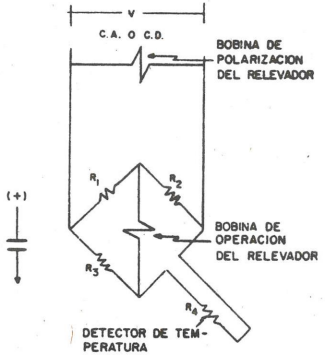


Fig. 7.3.- Diagrama de conexiones del detector de sobrecalentamiento del estator.

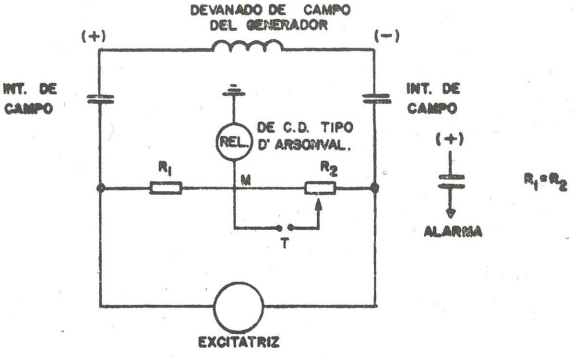


Fig. 7.4.- Diagrama de conexiones de un detector de tierra en el campo del generador, utilizando un galvanómetro.

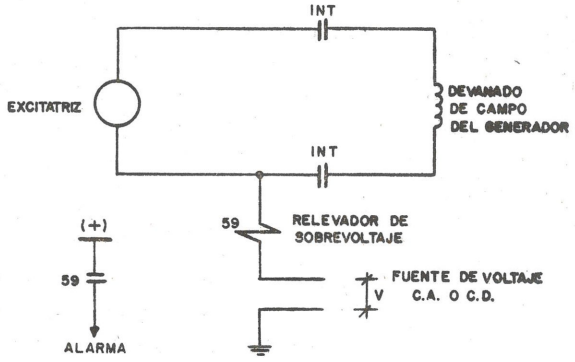


Fig. 7.5.- Diagrama de conexiones para la detección de tierra en el campo del generador, utilizando un relevador de sobrevoltaje.

7.4 Protección de sobrevelocidad

Un generador se acelera cuando se separa de su carga. La aceleración depende de la inercia, de la carga perdida y de la respuesta del gobernador de velocidad. Para reconocer la sobrevelocidad, en algunos casos se conecta un generador de imán permanente a la flecha de la máquina para aplicar al gobernador un voltaje proporcional a la velocidad.

El gobernador puede también estar equipado con un servomecanismo que responde a la velocidad. En cualquiera de los dos casos los equipos mencionados inician el control del primomotor para reducir la potencia de entrada y reducir la sobrevelocidad. Como complemento puede usarse un relevador de sobrefrecuencia.

7.5 Protección contra falla o pérdida de campo

7.5.1 Protección contra fallas a tierra del campo del generador

A continuación se describen dos métodos para la detección de fallas a tierra en el campo de un generador.

a).- En la fig. 7.4 se muestra una protección que utiliza un circuito divisor de voltaje que consta de dos resistencias lineales R_1 y R_2.

Si el devanado de campo se pone a tierra en algún punto, aparece un voltaje entre M y tierra el cual varía dependiendo del voltaje de la excitatriz y el punto donde el devanado de campo se pone a tierra. Este voltaje hace circular una corriente a través del relevador el cual opera una alarma o deja fuera de servicio al generador. Cuando la falla a tierra ocurre en el centro del devanado, la diferencia de potencial entre tierra y M es cero y no operará el relevador. El boton pulsador conectado a través de una porción de R_2 permite comprobar manualmente si hay o no falla en el centro del devanado.

b).- En la fig. 7.5 se muestra otra forma de detectar fallas a tierra en el campo del generador. En condiciones normales el voltaje aplicado al relevador es cero. Cuando un punto del devanado de campo se va a tierra, aparece un voltaje entre las terminales del relevador, el cual opera haciendo sonar una alarma o dejando al generador fuera de servicio.

7.5.2 Protección contra la pérdida de campo

Es importante mantener a un generador en servicio tanto tiempo como sea posible suministrando energía al sistema sobre todo cuando su potencia representa una porción importante de la capacidad total. Para este fín, una señalización o alarma anticipada de baja excitación puede dar al operador la oportunidad de restablecer el campo si es posible y evitar el disparo. El efectuar disparos innecesarios trae como consecuencia la pérdida de kilowatts y lleva al sistema a una condición en la que puede peligrar la estabilidad. Sin embargo si la pérdida de excitación es total y el generador toma del sistema una cantidad importante de potencia reactiva, puede ocasionar una reducción general de la tensión provocando también inestabilidad en el sistema. En este caso el generador debe dispararse automáticamente. La pérdida de campo de un generador puede tener las siguientes causas:

a).- Pérdida de campo del excitador principal.

b).- Disparo accidental del interruptor de campo.

c).- Cortocircuito en el devanado de campo.

d).- Falso contacto en las escobillas del excitador.

e).- Falla en el circuito de sello del interruptor de campo.

f).- Pérdida de alimentación al sistema de excitación.

g).- Operación a frecuencia reducida cuando el regulador está fuera de servicio.

Cuando un generador síncrono pierde la excitación parcial o totalmente, la potencia reactiva fluye del sistema al generador (ver fig. 7.6). Los KW -- que el generador entrega al sistema están controlados por la alimentación del primomotor, en tanto que la entrega de KVAR está controlada por la excitación del campo. Si el sistema es lo suficientemente grande para compensar la deficiencia de excitación, la máquina funcionará como un generador de inducción, suministrando al sistema los mismos KW que antes de la pérdida de excitación.

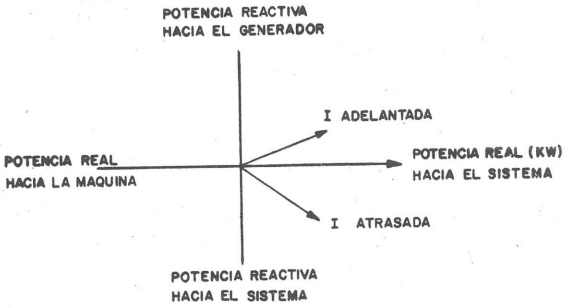


Fig. 7.6.- Diagrama de potencia activa y reactiva de la máquina con respecto al sistema.

El relevador fabricado por Westighouse E. Co. para proteger contra la pérdida de excitación, está integrado por: Una unidad direccional (D), una - unidad de impedancia tipo mho (Z) y una unidad instantánea de bajo voltaje. En la fig. 7.7 se muestra el diagrama de control de este relevador.

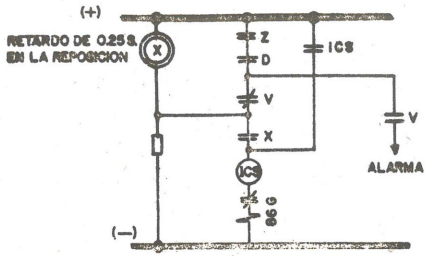


Fig. 7.7.- Diagrama de control del relevador de protección contra pérdida de campo.

La unidad direccional cierra sus contactos cuando la potencia reactiva fluye hacia adentro de la máquina. La unidad de impedancia cierra sus contactos cuando la impedancia de la máquina, vista desde sus terminales, es menor que el valor de ajuste del relevador. A medida que se pierde la excitación, la impedancia se mueve hacia adentro de la zona de operación (fig. 7.8). La operación de la unidad de impedancia y de la unidad direccional pueden disparar los interruptores del generador o solamente sonar una alarma.

La reducción de la excitación da como resultado una caída del voltaje terminal de la máquina provocando que el generador tome potencia reactiva del sistema. Una caída excesiva del voltaje indica que el sistema puede volverse inestable, por consiguiente, la unidad de bajo voltaje puede ajustarse para restablecerse (es decir cerrar sus contactos "b") a un voltaje, del cual, el sistema no pueda restablecerse durante una pérdida de excitación. Aunque se trata de un valor difícil de determinar sin un estudio de estabilidad del sistema, la experiencia nos puede indicar cual es el voltaje crítico y de esta manera poder ajustar la unidad de bajo voltaje.

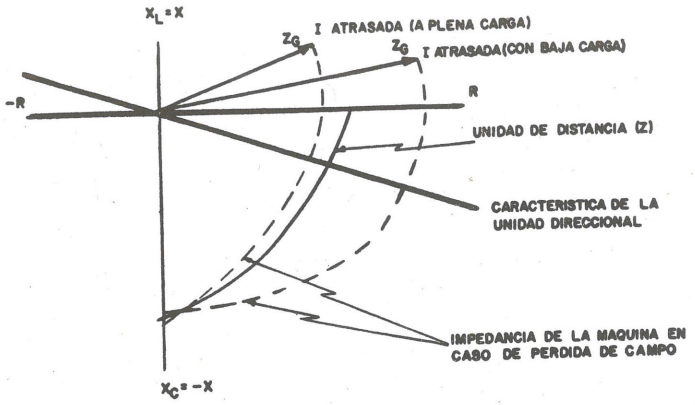


Fig. 7.8.- Diagrama R-X que muestra la característica de impedancia de la unidad mho desplazada y la característica de impedancia del generador cuando pierde la excitación (tomando KVAR del sistema).

7.6 Protección contra la motorización del generador

La motorización se presenta como resultado de una deficiencia en la alimentación del primomotor al generador. Cuando la potencia mecánica que suministra el primomotor al generador no es suficiente para alimentar todas las pérdidas, el generador absorbe potencia real del sistema.

El relevador para protección contra motorización de un generador, consta de una unidad direccional y una unidad de tiempo la cual es propiamente un relevador de voltaje del tipo de inducción. (fig. 7.9).

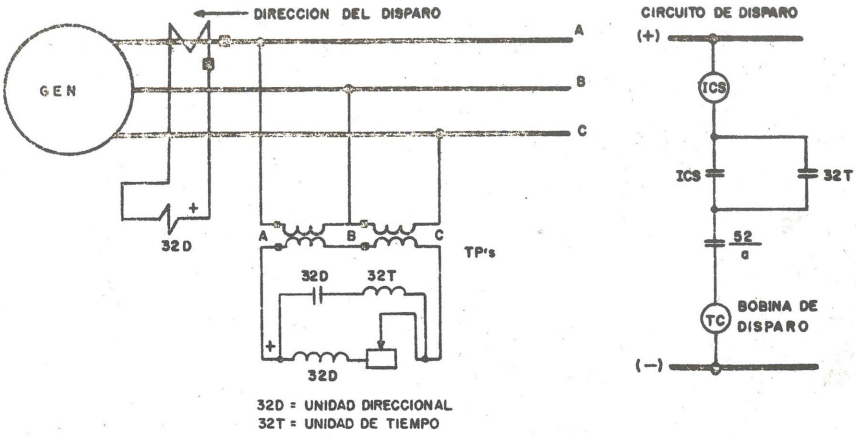


Fig. 7.9.- Diagrama de conexiones de un relevador de potencia direccional, para protección contra la motorización del generador.

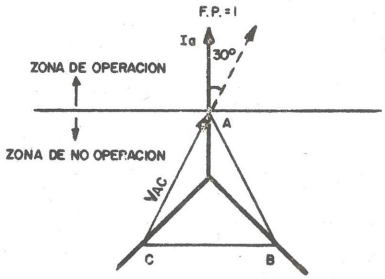


Fig. 7.10.- Diagrama vectorial, de las magnitudes aplicadas al relevador cuando el generador está tomando potencia real del sistema.

7.7 Protección contra operación con carga monofásica o carga desbalanceada

Los generadores síncronos no pueden soportar fallas desbalanceadas así como lo hacen con cortocircuitos trifásicos, debido a que las corrientes de secuencia negativa presentes en fallas desbalanceadas, inducen en el rotor -- corrientes de doble frecuencia. El efecto RI^2 eleva rápidamente la temperatura y si la falla persiste puede causar la destrucción de la máquina.

La forma de proteger a los generadores contra este tipo de fallas, es mediante relevadores que respondan a las corrientes de secuencia negativa (fig.7.11).

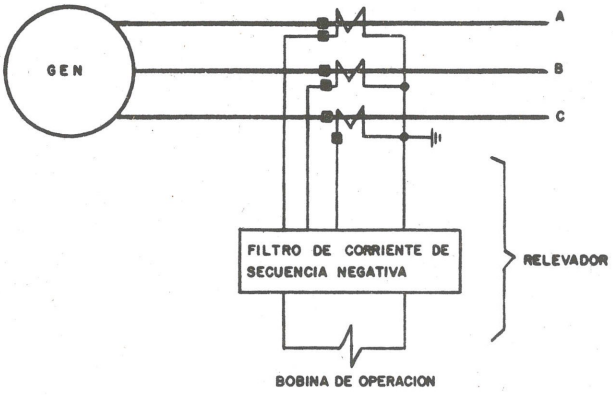


Fig. 7.11.- Diagrama de conexiones de la protección contra carga desbalanceada.

BIBLIOGRAFIA

EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCION CON RELEVADORES.
Autor: C. RUSSEL MASON
CIA. EDITORIAL CONTINENTAL S.A.

APPLIED PROTECTIVE RELAYING.
WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION.

PROTECTIVE RELAYING. PRINCIPLES AND APPLICATION
Autor: J. LEWIS BLACK BURN
Editorial: MARCEL DEKKER, INC.

THE PROTECTIVE GEAR HAND BOOK
Autor: F. E. WELLMAN

El libro *Protección por Relevadores a sistemas de Potencia,* del autor Ing. Agapito Mendoza Romero, se terminó de imprimir el 21 de Marzo de 1998, por Editora Hoy en Tampico, S.A. de C.V., Altamira # 611 Poniente, zona centro, Tampico, Tamaulipas. La edición fue de 3,000 ejemplares más sobrantes para reposición y estuvo al cuidado del Dr. Fernando Aldape Barrera.

865
$ 40 00

865
$ 20 00

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL